



ПОЛИМЕРЫ
В КОНСТРУКЦИИ
МНП

АЛЬТЕРНАТИВА
ДЛЯ ОРГСИНТЕЗА



Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

2 [158] 2025

ISSN 2410-3837

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ:
ОТ МАТЕРИАЛОВ
ДО ТЕХНОЛОГИЙ

Входит в перечень ВАК (К1)

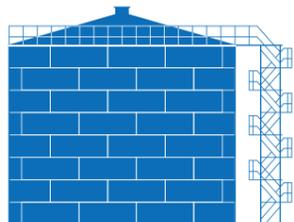
САРАТОВСКИЙ ЗАВОД

РМК

АО «Саратовский завод РМК» —
ведущий производитель
резервуарных
металлоконструкций в России.

АО «СЗ РМК» изготавливает:

- Резервуары вертикальные (РВС),
- Изотермические резервуары,
- Просечно-вытяжные и решётчатые настилы,
- Уплотняющие затворы мягкого типа РУМ-2,
- металлоконструкции по чертежам заказчика,
- Строительные металлоконструкции,
- Технологические конструкции и опоры трубопроводов.



Точно и в срок

77 лет

Огромный опыт,
компетенция и признание
на рынке с 1947 г.

600

квалифицированных
сотрудников

79 000 м²

территория
завода

35 000 м²

Производственная
площадь

36 000 т/год

Производственная
мощность

Наличие собственной производственной базы позволяет специалистам АО «СЗ РМК» выполнять заказы любой сложности, разрабатывать проекты, изготавливать металлоконструкции и изделия как по типовым проектам, так и по индивидуальным чертежам.



САРАТОВСКИЙ ЗАВОД

РМК

410052, г. Саратов, проспект
имени 50 лет Октября, 134/1

+7 (8452) 63-33-77

sales@rmk.ru

www.rmk.ru



ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОЕКТЕ

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК

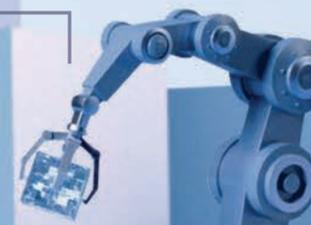
ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ↘



ЦИФРОВАЯ БУРОВАЯ —
↙ НОВАЯ СТУПЕНЬ БЕЗОПАСНОСТИ

АВТОМАТИЗАЦИЯ
И РОБОТЫ ↘

ENSMAS



ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ↗



↑ ИСКУССТВЕННЫЙ
ИНТЕЛЛЕКТ



ПромМашТест



АБС Электро

ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ↙

КЭАЗ ЭНЕРГИЯ
ЕДИНСТВА

↗ ПОЛИТИКА БЕЗОПАСНОСТИ



Safety.neftegaz.ru

РЕКЛАМА



ANT ENGINEERING

↙ БПЛА: ЗАЩИТА И УГРОЗА

ТЕРРАЛИНК
ТЕХНОЛОГИС



↑ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ

kaspersky



ГАЗСТРОЙПРОМ
СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ **СТНГ**

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ СООРУЖЕНИЙ ↙



↗ НОВОСТИ



↙ ЗАЩИТА ДАННЫХ

«Саратовский завод РМК»: пример эффективного импортозамещения



16

Полимерные и композитные материалы в конструкции магистральных нефтепроводов на участках с многолетнемерзлыми грунтами



18

СОДЕРЖАНИЕ

Утилизация отработанного силикагеля на адсорбционной установке подготовки углеводородного газа



30

Анализ свойств буровых растворов на основе прямой эмульсии и подбор оптимальной дисперсной фазы эмпирическим путем



38

Эпохи НГК 6

РОССИЯ *Главное*

США и Китай померялись тарифами 8

Правительство продлило разрешение на экспорт бензина для производителей 10

События 12

Первой строчкой 14

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

«Саратовский завод РМК»: пример эффективного импортозамещения 16

Полимерные и композитные материалы в конструкции магистральных нефтепроводов на участках с многолетнемерзлыми грунтами 18

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

АО «АГВ»: импортозамещение и инновации для промышленности России 26

ГАЗОПОДГОТОВКА

Утилизация отработанного силикагеля на адсорбционной установке подготовки углеводородного газа 30

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Активные барьеры искрозащиты КА5000Ех на страже взрывоопасного производства 34

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Анализ свойств буровых растворов на основе прямой эмульсии и подбор оптимальной дисперсной фазы эмпирическим путем 38

Макрокинетические параметры процесса замедленного коксования тяжелых остатков



56

Биокаталитические процессы получения сложных эфиров как альтернатива традиционному органическому синтезу



62

Система ценообразующих факторов стоимости топлива и НТУ на АЗС на примере стран ЕС



88

Аммиак в России: технологии, динамика и перспективы производства



94

НЕФТЕСЕРВИС

Инновационные технологии для традиционных методов 42

ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Физико-химические свойства трудноизвлекаемой нефти НГКМ 48

ПЕРЕРАБОТКА

Макрокинетические параметры процесса замедленного коксования тяжелых остатков 56

Биокаталитические процессы получения сложных эфиров как альтернатива традиционному органическому синтезу 62

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Особенности реализации инвестиционной политики в НГК на современном этапе экономического развития 72

Календарь событий 81

ЭКОНОМИКА

Геологическая характеристика и ТЭО эксплуатации Павловского газового месторождения 82

Хронограф 87

Система ценообразующих факторов стоимости топлива и НТУ на АЗС на примере стран ЕС 88

Россия в заголовках 93

РЫНОК

Аммиак в России: технологии, динамика и перспективы производства 94

СПГ в Бразилии: перспективы развития 98

Новости науки 102

Нефтегаз *Life* 104

Классификатор 106

Цитаты 112

289 лет назад

В 1736 году в Великобритании построен первый в мире химический завод, на котором выпускалась серная кислота.

212 лет назад

В 1813 году французские инженеры Адам, Берар и Перье получили патент на первую ректификационную колонну непрерывного действия.

202 года назад

В 1823 году братья Дубинины построили в Моздоке нефтеперерабатывающий завод.

134 года назад

В 1891 году В. Шухов с помощником Гавриловым разрабатывают первую в мире промышленную установку непрерывного термического крекинга нефти.

119 лет назад

В 1906 году инженер А. Богушевский разработал и запатентовал способ закачки цементного раствора в обсадную колонну с последующим вытеснением в затрубное пространство.

106 лет назад

В 1919 году для повышения октанового числа авиационного бензина начали применять первую топливную присадку – «Экстралин» (м-метиланилин).

77 лет назад

В 1948 году впервые для увеличения нефтеотдачи применили метод закачки воды в пласт, эксперимент был проведен на Туймазинском нефтяном месторождении в Башкирской АССР.

74 года назад

В 1951 году была спущена в скважину первая отечественная установка погружного электроцентробежного насоса.

73 года назад

В 1952 году в Советском Союзе был проведен первый гидравлический разрыв пласта с пропантом.

49 лет назад

В 1976 году в Канаде впервые для бурения скважин была применена колонна гибких труб диаметром 60,3 мм.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

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

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

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

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, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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

Подписной индекс Урал Пресс 013265



Ваши роскошные выходные в Санкт-Петербурге

ОТЕЛЬ «АСТОРИЯ», САНКТ-ПЕТЕРБУРГ



реклама



HOTEL ASTORIA
ST PETERSBURG

A ROCCO FORTE HOTEL

Исаакиевская пл. / Ул. Большая Морская, 39, Санкт-Петербург, 190031, Россия

Тел. +7 812 494 5757

roccofortehotels.com

Товарооборот между США
и Китаем в 2024 году составил

688,28

млрд долл.

В 2024 году Китай закупил
у России нефти, угля и газа

на 95

млрд долл.

Экспорт из США в Китай
составил

163,62

млрд долл. в 2024 году

Положительное сальдо торгового
баланса Китая в 2024 году
достигло

990

млрд долл.

США И КИТАЙ ПОМЕРЯЛИСЬ ТАРИФАМИ

Анна Павлихина

Так обычно бывает: когда долго сидишь без дела хочется развернуть небывалую активность. Подобное случилось с недавно избранным президентом Соединенных Штатов. Едва вступив в должность, Д. Трамп подписал ряд указов в духе «сейчас как поработаем!». Согласно документу, с 1 февраля на товары, ввозимые из Мексики и Канады, устанавливаются 25-процентные пошлины, а также вводятся 10-процентные тарифы на ряд товаров из Китая. Американские соседи сразу сообразили, чего от них хотят, и уже пообещали провести многомиллионную политику, направленную на борьбу с наркоторговлей и незаконной миграцией, в обмен на что получили отсрочку (а в перспективе, вероятно, и отмену) действия указа. С Китаем пришлось сложнее. Пошлины в свой адрес он заслужил, по мнению американской стороны, бесконтрольным экспортом прекурсоров, используемых в производстве наркотиков. В ответ на эту меру правительство КНР ввело повышенные тарифы на товары из Соединенных Штатов. В опальный список попали металлы, используемые, в частности, в производстве полупроводников и ракетостроении, а также сельхозтехника и энергоносители – нефть, СПГ, уголь.

Нас в меньшей степени интересует политическая составляющая, а вот на рыночные процессы, изменение которых должны спровоцировать эти события, посмотреть будет интересно, во всяком случае, поразмышлять над вариантами развития ситуации.

Товарооборот между США и Китаем в 2024 году составил 688,28 млрд долл., из которых экспорт из США в Китай – только 163,62 млрд долл. Очевидно, американский президент делал ключевую ставку, руководствуясь соображением, что КНР не захочет терять премиальный для нее рынок сбыта (для сравнения: товарооборот России и Китая за тот же период составил 244,819 млрд долл.). Расчет оказался отчасти верным. Ответная мера со стороны Китая могла



обернуться большим уроном, если бы в «черный» список попали, например, комплектующие или оборудование, заменить которые сложнее (как известно из печального российского опыта).

Тем не менее торговля продуктами, попавшими под повышенный тариф, не будет способствовать улучшению ситуации в экономике обеих стран. Прежде всего, речь об энергоносителях. Крупнейшим поставщиком нефти, газа и угля в Китай по итогам прошлого года стала Россия, которая импортировала в КНР 108,5 млн т сырой нефти, всего Китай закупил у РФ нефти, угля и газа на 95 млрд долл. в то время как Соединенные Штаты поставили КНР этих ресурсов на общую сумму 10,2 млрд долл. Конечно, обе стороны могут принять условия изменившейся тарифной политики, но, скорее всего, делать «хорошую мину при плохой игре» никто не захочет. В первую очередь ситуация отразится на поставках СПГ и нефти.

Объемы газа, предназначенные для китайского рынка, США смогут направить в другие азиатские страны или Европу. На какое-то время это может немного сбить цену на СПГ и заставить других поставщиков переориентироваться и занять освободившуюся нишу. Так, Китай сможет получать газ из Катара или Австралии.

Учитывая мировой опыт, китайцы стараются следовать принципу диверсификации при импорте энергоносителей. Принимая во внимание, какие объемы КНР уже закупает у России, вряд ли эти объемы будут увеличены. Кроме того, эксперты отмечают, что и Россия не сможет нарастить поставки СПГ в Китай из-за отсутствия необходимого количества газозовозов и специальной инфраструктуры в портах Северного морского пути. Но ей вполне под силу увеличить трубопроводные поставки природного газа. Возможно, сложившаяся ситуация подтолкнет решение вопроса с заключением контракта относительно поставок по МГП «Сила Сибири-2» или придаст импульс развитию приостановившихся российских проектов по сжижению газа.

Еще один вариант для Китая пополнить уменьшившиеся объемы энергоносителя – газ из Казахстана. В целом и за США, и за Китай в вопросах импорта-экспорта СПГ волноваться не приходится, каждый найдет для себя новых партнеров, лишь немного усилив активность там, где ее могло бы не быть.

Нефтяные потоки тоже скорректируются, но опять же в тех незначительных объемах, которые вряд ли смогут оказать серьезное влияние. Как правило, рынок быстро

реагирует на любые новые вводные изменением цены, но вряд ли это будет иметь долгосрочный или сколько-нибудь значимый характер.

Китайцы покупают у американцев легкую малосернистую нефть. Именно на такую они и должны будут ее заменить, учитывая, что каждый НПЗ ориентирован на переработку определенного сорта нефти. Россия как раз может предложить те сорта, которые необходимы китайским нефтеперерабатывающим заводам. В отличие от СПГ для экспорта нефти есть масса логистических возможностей. Для России это может означать возможность нарастить объемы добычи, но захочет ли Китай усилить зависимость от российской нефти при его стремлении к диверсификации – еще вопрос.

Чего в результате следует ожидать? Пока «открытого противостояния» нет. Обе стороны прикрывают свои удары благовидными намерениями: США – борьбой с наркотрафиком и необходимыми мерами протекционизма, Китай – национальной безопасностью и контролем за нераспространением ядерного оружия (в эту причину завернут экспортный контроль за товарами, содержащими вольфрам, теллур, висмут, молибден и индий). Но Китай пожаловался Всемирной торговой организации, и США могут ввести новые пошлины. Это будет еще в большей степени содействовать российско-китайскому сближению, как в торгово-экономической, так, вероятно, и в политической сферах и пошатнет представление о США, как о надежном партнере, ухудшив инвестиционный климат страны. Но элементы нестабильности, которые вносят подобные экономические конфликты, ударят, прежде всего, по США. Китай – третий по объему торговый партнер США, на долю которого приходится больше 10% американской внешней торговли, в то время как китайский экспорт существенно превалирует над импортом: положительное сальдо торгового баланса Китая в 2024 году достигло почти триллиона долларов. Учитывая это, логично предположить, что страны попытаются прийти к компромиссным решениям. Если, конечно, к тому времени мяч все еще будет на стороне США. ●



ПРАВИТЕЛЬСТВО РФ ПРОДЛИЛО РАЗРЕШЕНИЕ НА ЭКСПОРТ БЕНЗИНА ДЛЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

Анастасия Хасанова

Правительство продлило временное ограничение на экспорт бензина из РФ до 28 февраля 2025 г., но эта мера по-прежнему не будет распространяться на поставки, осуществляемые непосредственными производителями нефтепродуктов. Это решение принято, во-первых, для сохранения стабильной ситуации на внутреннем топливном рынке, во-вторых, для поддержания экономики нефтепереработки и, в-третьих, в целях противодействия серому экспорту автомобильного бензина. Максимальные объемы российской нефти будут перерабатываться внутри страны и направляться на экспорт в виде нефтепродуктов, в отношении которых нет таких жестких ограничений. С продлением экспорта нефтепродуктов правительство сможет частично компенсировать потери нефтяных компаний от последних санкций США, введенных 10 января 2025 г. В рамках этих санкций в отношении российских нефтедобывающих компаний в черный список попали более 180 танкеров, в основном перевозящих нефть из России, из-за чего у нескольких десятков судов возникли сложности с разгрузкой, а также резко повысились ставки фрахта.

Эмбарго на экспорт бензина (одновременно с дизельным топливом) вводилось осенью 2023 г. для стабилизации ситуации на внутреннем рынке топлива. Затем ограничения корректировались вплоть до полного снятия с последующим восстановлением.

В начале ноября 2024 г. А. Новак сообщил, что Минэнерго готовит предложение в правительство об ослаблении эмбарго на экспорт бензина из РФ. Причем речь шла об отмене запрета на экспорт бензина АИ-92 при подтверждении затоваривания им резервуарных парков на российских нефтеперерабатывающих заводах.

Ранее глава Минэнерго РФ С. Цивилев сообщил, что министерство подготовило соответствующее предложение и внесло в правительство, не уточнив при этом, как именно будет реализовано ослабление эмбарго. Однако в итоге от идеи послабления только по АИ-92 решили отказаться, вероятно, в связи со сложностью экспортного контроля. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В 2024 году количество введенных в эксплуатацию нефтяных скважин в России снизилось на 12 % по сравнению с 2023 г., ВИНКИ ввели 6838 новых скважин, прочие – 772 скважины. С чем связано такое падение?

Почему компании снизили ввод в эксплуатацию нефтяных скважин?

8%

Бурение новых скважин необходимо на этапе ввода новых месторождений, а компании сосредоточены на повышении эффективности разработки действующих месторождений

9%

Зафиксированных в 2024 г. объемов бурения достаточно для поддержания добычи на текущем уровне

26%

На действующих месторождениях целесообразнее осуществлять зарезку БГС: объемы горизонтального бурения выросли на 9,5 %

30%

Добыча нефти в России определяется соглашением ОПЕК+ и логистическими проблемами нефтеэкспорта

27%

Запуску новых месторождений не благоприятствует ключевая ставка и выросшая налоговая нагрузка

В 2024 г. поставки нефти на российские НПЗ сократились на 2,5% по сравнению с 2023 г. и составили 271,4 млн т. В чем причина этого сокращения?

В чем основная причина снижения поставок сырья на российские НПЗ?

15%

Сокращение поставок соответствует уровню снижения добычи нефти

5%

Экспорт нефти вырос на 2,4 %, это сократило возможности поставок на внутренний рынок

8%

Первичная переработка нефти снизилась, но увеличилась глубина переработки

29%

Установление запрета на экспорт бензина, выпуск которого упал на 6,4 %, не способствует поддержанию объемов нефтепереработки

23%

Внеплановые ремонты на НПЗ

20%

Проблемы с доступностью вагонов-цистерн и возможностью своевременного вывоза нефтепродуктов с НПЗ



ВАРТЕЕС LTD

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



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

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



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

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

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

www.calt11.com

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

В Удмуртии запущено производство комплектующих для УЭЦН

Ижевский опытно-механический завод приступил к выпуску валов и прутков из коррозионностойких сплавов для установок электроцентробежных насосов. Такие валы могут работать в агрессивных средах под высокой нагрузкой, повышая производительность насосного оборудования на 25%. Предприятие инвестировало в производство новой продукции около 180 млн руб. Объем производства валов составит 740 шт. в год.

Общие мощности предприятия выросли почти на 15% – до 6 тыс. изделий в год, что, как ожидается, позволит заводу занять до 47% российского рынка. Валы работают под высокой динамической нагрузкой и в агрессивных средах со значительным содержанием солей, кислот, ионов хлора, сероводорода при температуре выше 80 °С. Они изготавливаются из полуфабрикатов – прутков, которые также являются продуктом ИОМЗ. Прутки и валы производятся по собственной технологии из коррозионностойких сплавов с улучшенными свойствами и увеличенным ресурсом работы.

ЛУКОЙЛ ввел в пробную эксплуатацию Северо-Ягунское месторождение в ХМАО. В 2024 г. на месторождении пробурены две многозабойные эксплуатационные скважины, построены линии электропередачи и нефтесборный трубопровод, в планах бурение четырех многозабойных эксплуатационных скважин. По размеру запасов это мелкое месторождение со сложным геологическим строением, но его разработка позволит эффективно использовать инфраструктуру Южно-Ягунского месторождения

Иракская Midland Oil Company разведала крупную залежь нефти на месторождении East Baghdad. Геолого-разведочные работы ICOC проводила в сотрудничестве с иракской дочкой китайской ZhenHua Oil Co., Ltd. Суточный дебит главной разведочной скважины составил 5 тыс. барр. сырой нефти. Согласно прогнозам, новое открытие станет крупнейшим в центральном Ираке и увеличит нефтяные запасы республики более чем на 2 млрд барр.

Российский газ пойдет в Иран через Азербайджан

В ходе официального визита президента Исламской Республики Иран М. Пезешкиана был подписан договор о всеобъемлющем стратегическом партнерстве между Россией и Ираном.

За первые 10 месяцев 2024 г. рост товарооборота между Россией и Ираном составил 15,5%, доля транзакций в российских рублях и иранских риалах превысила 95% от всех двусторонних торговых операций. Иран, основные газовые месторождения которого сосредоточены на юге, а крупные потребители – на севере, в регионе с достаточно суровым климатом, заинтересован в поставках газа из России, как в формате обычного импорта, так и своповых операций. В июне 2024 г. был подписан меморандум о проработке организации поставок 109 млрд м³

в год российского газа в Иран. При этом расходы на создание необходимой инфраструктуры будет нести Россия. С. Цивилев заявил, что Россия и Иран согласовали маршрут газопровода через Азербайджан. Базовым решением по цене является паритет калорийности нефти и газа с коэффициентом, в котором стороны пока имеют расхождения.

Первая в России мусоросжигающая ТЭС

В Московской области (д. Свистягино) введен в эксплуатацию завод энергоутилизации отходов РТ-Инвест (входит в Ростех). Мусоросжигающая ТЭС будет перерабатывать бытовые отходы, так называемые хвосты, оставшиеся после сортировки и не пригодные для вторичной переработки. Отходы на предприятие будут поступать после обязательной промышленной сортировки и отбора полезных фракций. Хвосты используются для выработки электроэнергии по технологии сжигания отходов на колосниковой решетке. Система очистки обеспечивает соответствие завода экологическим стандартам. Проектная мощность предприятия по переработке отходов – 700 тыс. т в год, мощность ТЭС – 70 МВт, после запуска завод сможет производить 520 млн кВт·ч в год энергии. В мире работает порядка 2500 установок такого типа.

Второй в мире ВЭМО

Богучанская ТЭС запущена

Южный поток

Северный поток достроили

Продажа квот

Цены на газ

Дошли руки до Арктики

Доставка российской нефти в Китай подорожала в три раза

Стоимость перевозок российской нефти в Китай увеличилась более чем в три раза на фоне введения санкций. Согласно данным Bloomberg, в середине января цена за транспортировку нефти из порта Козьмино на восточном побережье России в Китай выросла до 5–5,5 млн долл., до введения санкций она составляла 1,5 млн долл. Трейдеры уверяют, что показатель может продолжить рост. 10 января 2025 г. администрация Д. Байдена выпустила масштабный пакет санкций против России. Ограничения затронули нефтяную промышленность страны, а также сектор СПГ. В санкционные списки попали Газпром нефть, Сургутнефтегаз, структуры Роснефти, а также 183 судна, включая нефтеналивные танки, танкеры-продуктово-химовозы, суда-накопители, танкеры-газовозы для транспортировки СПГ, суда обеспечения и буксиры. Согласно данным МЭА, в 2024 г. судоходство, которое попало под ограничения, осуществляло около 22% морских перевозок нефти. Агентство отметило, что новые меры усложнят для этих стран логистику торговли нефтью. В связи с опасениями по поводу возможных перебоев с поставками сырья из России и Ирана, китайские нефтекомпании и крупные НПЗ начали скупать сырую нефть на Ближнем Востоке, в Африке и Южной Америке.

Сверхкрупное месторождение урана разведано в нефтегазоносном бассейне Ордос на северо-западе Китая в р-не Цзинчуань, что открывает перед страной новые возможности, учитывая, что 70% потребностей Китая в уране обеспечивается за счет импорта. Это первое в мире подобное месторождение урана, обнаруженное в регионе, где преобладают золотые отложения

Shell и CNOOC построят третью установку этиленового крекинга на совместном нефтехимическом комплексе в Китае мощностью 1,6 млн т в год и установят оборудование для выпуска химических веществ, включая линейные альфа-олефины, являющиеся сырьем для синтеза высших спиртов, кислот, детергентов, компонентов дизельного топлива, основ синтетических масел и присадок к топливам. Также запланирован запуск нового производства по выпуску 30 тыс. т в год специальных химикатов

Новая СЭС в Калмыкии

Компания Юнигрин Энерджи ввела в эксплуатацию Красинскую солнечную электростанцию мощностью 63 МВт в Лаганском районе Республики Калмыкия. Инвестиции в проект превысили 6 млрд руб. С запуском электростанции общая установленная мощность солнечных генераторов в Калмыкии достигла 297 МВт, что позволяет республике занять одно из первых мест среди российских регионов по этому показателю. Красинская СЭС является четвертой в регионе, присоединившись к уже существующим электростанциям: Малодербетовской (мощностью 60 МВт), Яшкульской (58,5 МВт), крупнейшей в стране Аршанской (115,6 МВт). Совокупная мощность повысила долю солнечной энергетики в структуре энергосистемы Калмыкии до 55,6%. Красинская СЭС занимает площадь 180 га, включает более 150 тыс. двухсторонних солнечных модулей, свыше

800 км кабельных линий, прогнозируемый объем выработки электроэнергии составляет 99,6 млн кВт·ч в год, что позволит снизить выбросы углекислого газа на 35 тыс. т ежегодно. СЭС использует трекерную систему слежения за солнцем, что в среднем увеличивает выработку электроэнергии на 20–25% по сравнению с неизменными углами наклона модулей.

Первый ветрогенератор в Дагестане

Росатом Возобновляемая энергия завершил установку первого ветрогенератора на строительной площадке Новолакской ветряной электростанции, которая станет крупнейшей в России. В планах – установка в общей сложности 120 ветроэлектростанций, мощность которых достигнет 300 МВт.

Высота каждой установки составит 150 м, а длина лопасти – 50 м. Процесс строительства ВЭС будет разделен на два этапа: в 2025 г. будет установлена 61 ВЭУ, а в 2026 г. завершится установка оставшихся 59 ВЭУ. Всего к 2027 г. ветроэнергетический дивизион Росатома планирует ввести в эксплуатацию 1,7 ГВт ветровой мощности. Сейчас в России в целом действует больше 2 ГВт таких мощностей. Совокупная мощность всех объектов генерации России не превышает 270 ГВт. ●

На **2,1%**
 НОВАТЭК в 2024 г. увеличил добычу природного газа, жидких углеводородов — на 11,5%



49,4 МЛН ТОНН
 составил объем добычи угля в Якутии за 2024 г.



На **6,7%**,
 до **381,4** млрд евро, выросли расходы ЕС на НИОКР



На **12,3%**
 сократились объемы ввода новых нефтяных скважин в России в 2024 г.



240 МЛН Т
 нефти добыл РН-Юганскнефтегаз на Усть-Балыкском месторождении



В **3** раза
 выросли запасы лития в Китае



На **33,5** МВт
 РусГидро нарастило общую мощность четырех ГЭС в 2024 г.



На **3%**
 Индия увеличила импорт нефти в 2024 г.



На **3,3%**
 до **8,3** МЛН Т, Россия нарастила поставки СПГ в КНР в 2024 г.



До **124** млрд м³
 Норвегия в 2024 г. нарастила добычу природного газа, в целом добыча углеводородов составила **240** млн м³ н.э.



На **3,6%**
 Азербайджан сократил добычу нефти в 2024 г., добыча газа выросла на **4,1%**



На **2,3%**
 сократился грузооборот морских портов России в 2024 г.



Добыча угля в Кузбассе по итогам 2024 г. сократилась на **7,3%**
 экспорт — на **10,4%**



7,6 млрд м³
 природного газа получила Венгрия от России в 2024 г.



На **22,2%**
 Узбекистан нарастил импорт нефти и нефтепродуктов в 2024 г.



На **26,2%**
 выросли нефтегазовые доходы российского бюджета в 2024 году



На **9,9%**
 Китай нарастил импорт газа в 2024 г., закупки нефти сократились на **1,9%**



На **5,5%**
 Южная Корея увеличила импорт сжиженного газа в 2024 г.



До **96,2** МЛН Т
 Казахстан снизил прогноз добычи нефти на 2025 г.





«САРАТОВСКИЙ ЗАВОД РМК»:

пример эффективного импортозамещения

ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА – ЭТО СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ, ОТ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ КОТОРЫХ ЗАВИСИТ НЕ ТОЛЬКО ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ КОМПАНИИ, НО И ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ В ЦЕЛОМ. ПОЭТОМУ К МАТЕРИАЛАМ, ЗАДЕЙСТВОВАННЫМ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭТИХ ОБЪЕКТОВ, ПРЕДЪЯВЛЯЮТ ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ?

OIL AND GAS COMPLEX ENTERPRISES ARE STRATEGIC FACILITIES. THEIR RELIABILITY DETERMINES NOT ONLY THE EFFICIENCY OF THE COMPANY, BUT ALSO THE ECONOMY OF THE COUNTRY AS A WHOLE. THEREFORE, SPECIAL REQUIREMENTS ARE IMPOSED ON THE MATERIALS USED FOR THE CONSTRUCTION OF THESE FACILITIES. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN COMPANIES OFFER?

Ключевые слова: металлоконструкции, крупнотоннажные изотермические резервуары, импортозамещение, модернизация производства, энергетическая безопасность.

Анастасия Гончаренко

Вот уже более 70 лет «Саратовский завод РМК» изготавливает высококачественные металлоконструкции для резервуаров.

Продукция предприятия хорошо известна на территории России. Компания входит в реестр надежных поставщиков таких компаний, как ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть», АО Роснефть и многих других крупнейших компаний страны. Всего за три года объемы производства выросли в 30 раз. Это свидетельствует не только о доверии к качеству выпускаемой продукции, но и способности предприятия выполнять самые сложные заказы, включая поставки в рамках гособоронзаказа.

В 2021 году началась масштабная модернизация производства, благодаря которой на сегодняшний

день «Саратовский завод РМК» является одним из самых технически оснащенных предприятий в отрасли. Это позволяет не только выпускать востребованную продукцию, но и осваивать выпуск новых наименований.

После введения санкций и ухода с российского рынка зарубежных компаний завод активно занимается импортозамещением, особенно в сфере производства крупнотоннажных изотермических резервуаров. Растущие объемы производства данной продукции обусловлены увеличившимся спросом на СПГ, который используется в различных отраслях промышленности. Кроме того, сжиженный природный газ широко востребован в качестве альтернативного топлива, а в силу низкого углеродного следа по праву может считаться энергоносителем будущего.

Все эти факторы приводят к значительному увеличению объемов транспортировки и хранения газа, что, в свою очередь, стимулирует спрос на изотермические резервуары.

До недавнего времени российский рынок крупнотоннажных изотермических резервуаров практически полностью зависел от импорта, поскольку их производство осуществлялось иностранными компаниями по техническим стандартам EN (Германия, Финляндия, Швеция) и из импортного металла, произведенного по нормам Американского института нефти API. Ввиду санкций в отношении нашей страны хранение и транспортировка СПГ в России оказались под угрозой. Последующий за санкциями уход ведущих западных производителей еще больше обострил проблему

и поставил сложные задачи перед отечественными компаниями, занимающимися производством и транспортировкой сжиженного топлива.

«Саратовский завод РМК» стал первым российским предприятием, которое смогло успешно преодолеть эти вызовы. Завод разработал и внедрил собственную технологию производства крупнотоннажных изотермических резервуаров с использованием отечественных материалов, в том числе металла.

При изготовлении используется отечественная низколегированная сталь, обладающая повышенной прочностью, стойкостью к коррозии и независимая от перепадов температур. Жесткий контроль качества, включая методы неразрушающего контроля, позволяет обнаружить мельчайшие дефекты и своевременно их устранить. Все этапы производства от проектирования до монтажа соответствуют нормам взрыво- и пожаробезопасности, регулируются национальным стандартом ГОСТ Р 58032-2017 и сводом правил СП 495.1325800.2020.

«Саратовский завод РМК» активно сотрудничает с ведущими российскими проектными и научно-исследовательскими институтами нефтегазовой отрасли, что открывает возможности к совершенствованию технологических процессов и поиску новых решений по улучшению характеристик резервуаров.

Разработанные саратовским предприятием изотермические резервуары отвечают строгим требованиям безопасности и надежности, превосходя по некоторым параметрам зарубежные аналоги. Они способны выдерживать экстремально низкие температуры и давления, обеспечивая безопасное хранение СПГ.

Подтверждением высокого уровня разработанных технологий и оптимизации производственных процессов стал первый проект, успешно завершённый АО «СЗ РМК» в 2023 г.

При сотрудничестве с проектным институтом «НПК Изотермик» саратовское предприятие спроектировало, изготовило и смонтировало изотермический резервуар объемом 5000 тонн для хранения аммиака.

Конструкция резервуара представляла собой сложное инженерное решение. Тип «стакан в корпусе» с внутренней подвесной крышей, которая обеспечивает дополнительный уровень защиты и безопасности, предотвращает возможные утечки и повреждения. Наружная крыша представляет собой ребристо-кольцевой купол, который равномерно распределяет нагрузку и способен выдержать перепады температур и механические воздействия. Внутренняя крыша – плоская подвесная с настилом полистовой сборки.

Изотермический резервуар оснащен системой технической диагностики и оперативного контроля, что обеспечивает автоматизированную оценку целостности и герметичности резервуара.

В августе 2024 года «Саратовский завод РМК» построил криогенный резервуар для хранения жидкого азота объемом 1200 м³. Резервуар, выполненный по технологии «стакан в корпусе», предназначен для работы при экстремально низких температурах – минус 197 градусов Цельсия. Вакуумная изоляция между внутренней и внешней стенками резервуара помогает поддерживать заданную температуру и дополнительно защищает от тепловых потерь. Конструкция наружной и внутренней крыши, так же как и в случае с резервуаром для аммиака, представляют собой ребристо-кольцевые купола, что оптимально распределяет нагрузку и обеспечивает герметичность.

В настоящий момент «Саратовский завод РМК» участвует в реализации проекта по возведению изотермического резервуара для хранения пропана и бутана объемом 48 000 м³. Монтажные работы начались в сентябре 2024 г. и должны завершиться к апрелю 2025 г. На текущий момент уже смонтированы днище и 5 поясов стенки пропановой фракции; а также днище и четыре пояса стенки бутановой фракции. Разделение на фракции позволяет осуществлять независимое хранение и отпуск этих газов, повышает безопасность и эффективность эксплуатации.

Конструкция включает в себя внутренний и внешний резервуары, надежно защищенные от внешних воздействий. Между внутренними и внешними стенками, для обеспечения дополнительной устойчивости к нагрузкам, установлены кольца жесткости, которые предотвращают деформацию стенок под воздействием внутреннего давления и температурных колебаний. Резервуар предполагает купольную и подвесную крыши.

Параллельно с этим проектом на объекте газоперерабатывающего комплекса ведутся работы по монтажу металлоконструкций купола гигантского изотермического резервуара объемом 240 000 м³ для хранения сжиженного газа. Купол был спроектирован и изготовлен на «Саратовском заводе РМК». Он состоит из изогнутых стальных радиальных двутавровых балок. Для соединения радиальных балок между собой используются дополнительные двутавровые элементы, расположенные в горизонтальных плоскостях и образующие замкнутые кольца. Такая конструкция обеспечивает максимальную жесткость и устойчивость всей системы.

Деятельность «Саратовского завода РМК» – это наглядный пример того, как российские предприятия успешно решают задачу поставленную президентом РФ по импортозамещению в стратегически важных для отечественной экономики отраслях.

Наша работа способствует укреплению энергетической безопасности России и открывает широкие возможности для продолжения практики импортозамещения. ●

KEYWORDS: metal structures, large-capacity insulated tanks, import substitution, modernization of production, energy security.

ПОЛИМЕРНЫЕ И КОМПОЗИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ В КОНСТРУКЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ на участках с многолетнемерзлыми грунтами

Жданович Михаил Францевич
доцент кафедры «Переработка нефти и газа»,
к.т.н.

Глазунов Александр Михайлович
доцент кафедры «Переработка нефти и газа»,
доцент, к.т.н.

Майорова Ольга Олеговна
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный
университет», ассистент кафедры
«Переработка нефти и газа»

Мозырев Андрей Геннадьевич
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный
университет», заведующий кафедрой
«Переработка нефти и газа», к.т.н., доцент

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный
университет»

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ И КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В КОНСТРУКЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА УЧАСТКАХ С МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫМ ГРУНТОМ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА РЕМОНТ И ОБСЛУЖИВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ. РАБОТА НАПРАВЛЕНА НА АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА РЕМОНТ И ОБСЛУЖИВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА, А ТАКЖЕ НА ИЗУЧЕНИЕ РЫНКА ПОЛИМЕРНЫХ И КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ, СООТВЕТСТВУЮЩИХ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОЧНОСТИ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ. ЗАТЕМ БУДЕТ ПРОВЕДЕН ПОДБОР НАИБОЛЕЕ ПОДХОДЯЩЕГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРОГРАММЕ ANSYS С УЧЕТОМ СЕЗОННЫХ ДЕФОРМАЦИЙ МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВКЛЮЧАЮТ АНАЛИЗ ХИМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ И КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МАТЕРИАЛА. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЗВОЛЯТ ВЫБРАТЬ ТРУБУ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В КОНСТРУКЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА УЧАСТКАХ С МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫМИ ГРУНТАМИ. БЫЛ ПРОВЕДЕН ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ТРУБЫ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ НА УСТОЙЧИВОСТЬ К АГРЕССИВНОЙ СРЕДЕ НЕФТИ, СОДЕРЖАЩЕЙ РАЗЛИЧНЫЕ СОЛИ И КИСЛОТЫ, ЧТО ПОДТВЕРЖДАЕТ ПРИГОДНОСТЬ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕПРОВОДА

THIS ARTICLE DISCUSSES THE POSSIBILITY OF USING POLYMER AND COMPOSITE MATERIALS IN THE DESIGN OF MAIN OIL PIPELINES IN AREAS WITH PERMAFROST SOIL IN ORDER TO REDUCE THE COST OF REPAIR AND MAINTENANCE OF OIL PIPELINE TRANSPORT. THE WORK IS AIMED AT ANALYZING EXISTING METHODS FOR REDUCING THE COSTS OF REPAIR AND MAINTENANCE OF THE MAIN OIL PIPELINE, AS WELL AS STUDYING THE MARKET FOR POLYMER AND COMPOSITE PIPES THAT MEET THE STRENGTH REQUIREMENTS FOR OPERATION IN OIL PIPELINE TRANSPORT. THEN THE MOST SUITABLE MATERIAL WILL BE SELECTED FOR FINITE ELEMENT MODELING IN THE ANSYS PROGRAM, TAKING INTO ACCOUNT THE SEASONAL DEFORMATIONS OF FROZEN SOILS. RESEARCH METHODS INCLUDE ANALYSIS OF THE CHEMICAL RESISTANCE OF POLYMER PIPES AND FINITE ELEMENT MODELING TO VERIFY THE STRENGTH CHARACTERISTICS OF THE MATERIAL. THE RESULTS OF THE STUDY WILL MAKE IT POSSIBLE TO SELECT A PIPE FOR USE IN THE CONSTRUCTION OF A MAIN OIL PIPELINE IN AREAS WITH PERMAFROST SOILS. A CHEMICAL ANALYSIS OF LOW-PRESSURE POLYETHYLENE PIPES WAS CARRIED OUT FOR RESISTANCE TO THE AGGRESSIVE ENVIRONMENT OF OIL CONTAINING VARIOUS SALTS AND ACIDS, WHICH CONFIRMS THE SUITABILITY OF POLYETHYLENE PIPES FOR THE CONSTRUCTION OF AN OIL PIPELINE

Ключевые слова: многолетнемерзлые грунты, магистральный трубопровод, полимерные и композитные трубы.

Многолетнемерзлые грунты занимают более шестидесяти процентов территории России, здесь сосредоточено более тридцати процентов нефти от общего объема добываемой в стране нефти [11]. Добытая нефть транспортируется на большие расстояния с помощью системы магистральных трубопроводов. Трубопроводный транспорт нефти осуществляется с применением стальных труб, изготовленных из специализированных марок сталей.

Согласно ГОСТ 1510-2022 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение», нефть транспортируют с температурой не более тридцати градусов Цельсия [5]. Средняя температура мерзлых грунтов доходит до минус трех градусов Цельсия. Из-за свойства теплопроводности происходит оттаивание грунта, также трубы могут быть подвержены процессу коррозии, в последующем происходит разрушение труб.

Принимая во внимание, что многолетнемерзлые грунты создают неблагоприятные условия для стальных конструкций, обслуживание и ремонт магистральных трубопроводов обычно сопряжены со значительными затратами для компаний, работающих на территориях с распространением многолетнемерзлых грунтов.

Цель данного исследования заключается в изучении возможностей использования полимерных и композитных материалов в конструкции магистральных трубопроводов. Для реализации цели исследования были поставлены следующие задачи:

- Проанализировать современное состояние мировых и отечественных исследований в области применения полимерных и композитных материалов в нефтегазовой отрасли;

ФАКТЫ

1,5-
2 Мпа

составляло рабочее давление стеклопластиковых труб на основе эпоксидных связующих, используемых на месторождениях в 60-х гг. XX в.

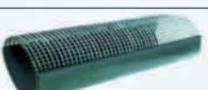
- Проанализировать рынок полимерных и композитных труб, подходящих для строительства магистрального нефтепровода;
- Анализ химической стойкости полимерных труб;
- На основе конечно-элементного моделирования выполнить численный эксперимент по обоснованию возможности применения полимерных и композитных труб в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Прокладка трубопровода в многолетнемерзлых грунтах

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов отрицательная температура грунта сохраняется в течение всего года, что может вызвать деформации [8] и разрушения трубопроводов, расположенных под землей. Деформации многолетнемерзлых грунтов могут быть нескольких видов:

- морозное пучение – увеличение объема грунтов при промерзании из-за образования внутри них линз льда;

ТАБЛИЦА 1. Рынок полимерных и композитных труб

Название	Страна	Ассортимент	Давление, МПа	Температура, °С	Изображение
NOV-Fiberspar	США	Диаметр 50–254 мм, армирование высокопрочными нитями	до 13,8	до 104,4	
FlexSteel	США	Диаметр 50–203 мм, стальное армирование	от 5,0 до 20,6	до 80	
Polyflow	США	Диаметр 101–152 мм, армирование нитями	до 3,5	до 65	
Soluforce	Нидерланды	Диаметр 101–177 мм, армирование нитями	до 8,0	до 100	
ANACONDA	Россия	Диаметр 74–160 мм, армирование трубы полиэфирными малоусадочными нитями с повышенной адгезией	от 1,2 до 4,0	до 65	
СИБМАШПОЛИМЕР	Россия	Диаметр 50–600 мм, армирование с металлическим каркасом	от 1,0 до 4,0	до 80	
НордВест	Россия	Диаметр от 50 мм до 200 мм	от 4,0 до 18,0	до 80	

- морозное выдавливание – подъем и деформация грунтов вследствие морозного пучения нижележащих слоев;
 - морозное растрескивание – образование трещин в грунтах при их промерзании и охлаждении;
 - морозная коррозия – разрушение поверхности грунтов талыми водами, поступающими в трещины и при замерзании увеличивающими их размеры.
- Причинами этих деформаций являются:
- замерзание воды в грунте – при понижении температуры ниже нуля вода в почвенных порах замерзает, образуя кристаллы льда, которые увеличиваются в объеме, что приводит к расширению грунта;
 - перенос влаги в грунт – при замерзании поверхностного слоя грунта в грунте создается градиент влажности, и вода начинает перемещаться в незамерзшие слои, что приводит к образованию линз льда и увеличению объема грунта;
 - усадка грунтов при промерзании – при промерзании грунта уменьшается объем незамерзшей воды, что приводит к уменьшению объема грунта;
 - неравномерное промерзание грунтов – если грунт промерзает неравномерно, в нем возникают напряжения, которые могут привести к деформациям.

ФАКТЫ

45%

утечек в регионе Нимр происходит на месторождениях Варад и Сим-Сим, где использовались металлические трубы

Опыт применения полимерных и композитных трубопроводов в нефтегазовой отрасли

Основываясь на исторических сведениях, использование труб из полимерных и композитных материалов в нефтегазовой отрасли началось в конце 1950-х годов. Широкое распространение неметаллических трубопроводов произошло в начале 1960-х годов, когда стали использовать стеклопластиковые трубы на основе эпоксидных связующих с рабочим давлением 1,5–2 МПа на месторождениях таких компаний, как Total во Франции, Amoco и ExxonMobil в США, Shell в США и Канаде, что стало решением проблемы коррозии металлических трубопроводов на Западе.

Современное состояние мировых и российских предприятий в сфере использования полимерных и композитных материалов в нефтегазовой индустрии характеризуется интенсивным развитием и непрерывными исследованиями новых материалов и технологий. Зарубежные компании, использующие неметаллические трубопроводы,

РИСУНОК 1. Индекс цен на ПНД в России



Последняя цена за тонну: 151583 на 24.05.2024
Последняя цена за тонну: 151583 с 24.05.2023 по 24.05.2024

могут служить примером успешного внедрения таких систем. Цель применения неметаллических трубопроводов заключается в сокращении потерь нефти при транспортировке и улучшении экологической ситуации. В регионе Нимр 45% утечек происходит на двух месторождениях Варад и Сим-Сим. В связи с этим было принято решение о полной замене низконапорных стальных трубопроводов на полиэтиленовые трубы высокого давления. Для этой цели были выбраны трубы местного производства Borealis [9].

Анализ рынка полимерных и композитных труб

В таблице 1 представлены компании, изготавливающие трубы из полимерных материалов.

NOV-Fiberspar, США – линейная труба, наматываемая на барабан, состоящая из внутреннего термопластического слоя, армированного высокопрочным стекловолокном, внедренным в эпоксидную матрицу. Является первой гибкой трубой, соответствующей трем стандартам [2].

FlexSteel, США – преимущество данной трубы заключается в революционной технологии намотки труб, разработанной на основе более чем 30-летнего опыта работы в сложных морских условиях. Труба обладает повышенной безопасностью – коррозионной стойкостью и отсутствием деградации, также выдерживает циклические нагрузки в условиях окружающей среды, что обеспечивает значительно более низкие затраты на техническое обслуживание и снижение антикоррозионных мер почти до нуля [3].

Soluforce, Нидерланды – гибкая композитная труба, уникально изготовленная из связующего алюминиевого слоя, что, в свою очередь, не позволяет проникать газам из трубы, тем самым это устраняет возможные проблемы безопасности окружающей среды. Основное преимущество такой трубы в отличие от других конструкций: вентиляция проникших газов не требуется, что снижает затраты на монтаж и техническое обслуживание. Газонепроницаемые

ФАКТЫ

Трубы из ПНД

находят широкое применение в различных отраслях промышленности благодаря своей прочности, долговечности и устойчивости к воздействию внешних факторов

решения SoluForce устойчивы ко всем химическим веществам, участвующим в транспортировке жидкости [1].

ANACONDA, Россия – гибкая полиэтиленовая высоконапорная труба монолитной конструкции. Обладает высокой коррозионной и гидроабразивной стойкостью, повышенной пропускной способностью. Трубопроводы, транспортирующие сырую и очищенную нефть, многофазные смеси и эмульсии (нефть, газ, вода, в т.ч. с высоким содержанием H₂S и CO₂), попутный нефтяной газ, под давлением от 1,2 до 4,0 МПа. Наружный и внутренний слои выполняются из трубного полиэтилена с минимальной длительной прочностью MRS 10,0 МПа (ПЭ 100). Армирование трубы производится полиэфирными малоусадочными нитями с повышенной адгезией с пределом прочности 900 МПа [12].

В результате анализа труб, представленных в таблице 1, с учетом их технических характеристик, структуры и различных показателей можно сделать вывод, что в настоящее время производство стеклопластиковых труб в России значительно не соответствует промышленным стандартам зарубежных стран. Применение композитных материалов будет увеличиваться по мере роста потребности нефтегазовой промышленности в материалах с уникальными механическими, химическими и физическими свойствами, что обусловлено современными тенденциями в добыче и транспортировке нефти и газа.

Трубы из полиэтилена низкого давления (ПНД) находят широкое применение в различных отраслях промышленности и строительства благодаря своей прочности, долговечности и устойчивости к воздействию внешних факторов. Тем не менее стоимость таких труб может изменяться в зависимости от нескольких аспектов, таких как используемое сырье, производственные издержки, логистика и рыночные условия.

Для проведения анализа стоимости труб ПНД необходимо учитывать следующие аспекты:

- **Сырье.** Сырьем для производства труб ПНД является полиэтилен, который может быть получен

из различных источников, таких как нефть или природный газ. Стоимость сырья может колебаться в зависимости от мировых цен на энергоносители и доступности ресурсов.

- **Производственные затраты.** Производственные затраты включают в себя расходы на оборудование, электроэнергию, рабочую силу и другие ресурсы, необходимые для изготовления труб. Эти затраты могут различаться в зависимости от масштаба производства, уровня автоматизации и других факторов.
- **Логистика.** Доставка сырья и готовой продукции также влияет на конечную стоимость труб. Расходы на транспортировку, хранение и обработку могут существенно повлиять на итоговую цену.
- **Рыночные условия.** Спрос и предложение на рынке труб ПНД также влияют на их стоимость. В периоды высокого спроса цены могут расти из-за ограниченного предложения, а в периоды низкого спроса – снижаться.

Таким образом, анализ стоимости труб ПНД требует учета множества факторов, влияющих на производственный процесс и рыночную ситуацию. Это позволяет более точно определить ценообразование и прогнозировать возможные изменения в будущем.

Для расчетов мы используем международные стандарты, так как производство труб более развито в зарубежных странах. В соответствии с ISO 12162 и ISO 9080 допустимая нагрузка на трубу при равных условиях зависит от минимальной длительной прочности материала (MRS). Этот показатель характеризует напряжение, при котором материал (полиэтилен) может работать в течение определенного срока службы при постоянной температуре. MRS применяется для оценки пригодности полиэтилена для разных областей применения, включая строительство трубопроводов. Чем выше значение MRS, тем более прочным и устойчивым к нагрузкам является материал. Напряжение в стенке трубы прямо пропорционально гидростатическому давлению и обратно пропорционально толщине стенки и среднему радиусу трубы [4, 7].

$$MOP = \frac{2 \cdot MRS}{C \cdot (SDR - 1)}$$

MRS – минимальная длительная прочность материала; C – коэффициент запаса прочности; SDR – стандартное размерное соотношение.

$$SDR = \frac{d_n}{e}$$

d_n – наружный диаметр трубы; e – толщина стенки.

Максимальное рабочее давление рассчитывается по формуле:

$$p = \frac{2\sigma \cdot e}{d - e}; \quad \sigma = \frac{MRS}{C}$$

σ – допускаемое напряжение в стенке трубы, МПа.

Используя эти математические зависимости, можно провести оценку долговременной гидростатической прочности термостатического материала.

В качестве агрессивных сред нефти мы будем рассматривать ее соли и кислоты. Следует отметить, что материалы классифицируются по химической стойкости на различные классы [10]:

ТАБЛИЦА 2. Характеристики материала

Свойство	Полиэтилен
Плотность, кг/м³	950
Коэффициент теплового расширения, 1/С°	0,00023
Модуль Юнга, ГПа	1,1
Коэффициент Пуассона	0,42
Модуль сдвига, МПа	387,32

ФАКТЫ

MRS

применяется для оценки пригодности полиэтилена для разных областей применения, включая строительство трубопроводов

- Класс 1 – высокий уровень химстойкости (антикоррозионный) всех материалов данной группы к воздействию рабочей среды в указанных условиях рабочего режима;
- Класс 2 – ограниченный уровень химстойкости всех материалов данной группы, то есть материалы частично подвержены воздействию рабочей среды; их возможный период эксплуатации сокращается; поэтому рекомендуется выбрать материал более высокого уровня стойкости;
- Класс 3 – отсутствие химической стойкости у всех материалов данной группы, то есть материалы подвержены воздействию транспортируемой жидкости и использовать их невозможно.

Конечно-элементное моделирование

В данной научной статье мы используем конечно-элементное моделирование для изучения поведения конструкции, расположенной на мерзлом грунте с учетом сезонных деформаций при различных условиях нагружения. Результаты моделирования позволяют оптимизировать конструкцию, снизить вес и повысить надежность, что делает его незаменимым инструментом для инженеров и исследователей. В ходе анализа химической стойкости было решено, что наиболее подходящим материалом для изготовления трубы является полиэтилен низкого давления (ПНД). Характеристики этого материала представлены в таблице 2.

Для проверки влияния внутреннего рабочего давления на напряжение в стенке трубы при минусовой температуре окружающего воздуха была использована программа ANSYS Workbench. Согласно ГОСТ 18599-2001 «Сортамент труб из полиэтилена», трубы могут иметь наружный диаметр

РИСУНОК 2. Расчетная схема



от 20 до 1200 мм. С помощью формул, приведенных в экспериментальной части, были определены толщина стенки и рабочее давление в трубе. Это позволило провести детальный анализ и оценить прочность и надежность конструкции.

Расчет толщины стенки и рабочего давления

На основе проведенного анализа были рассчитаны следующие параметры:

- толщина стенки трубы;
- рабочее давление внутри трубы.

РИСУНОК 3. 3D-модель трубы

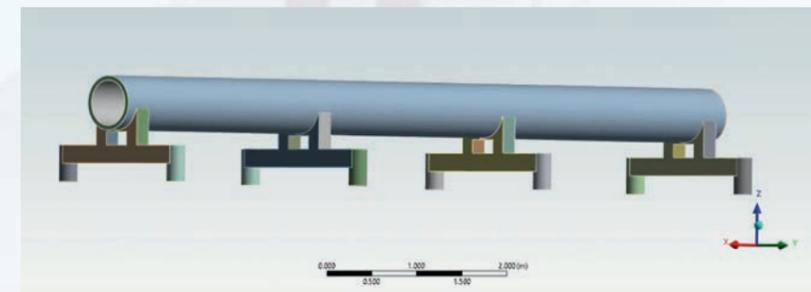
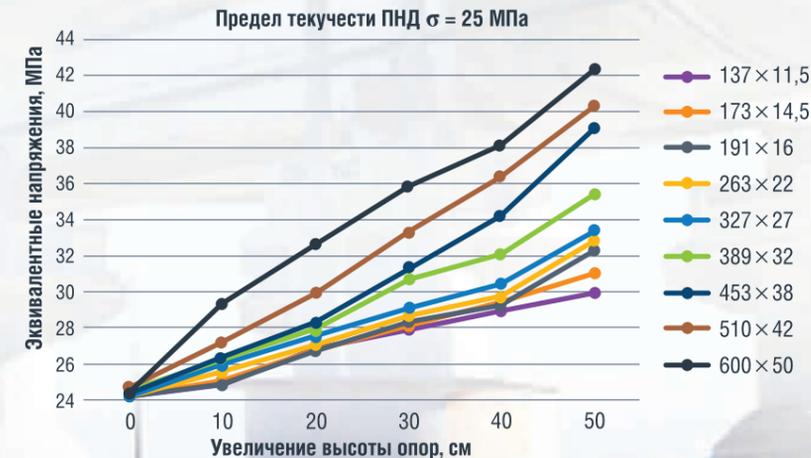


РИСУНОК 4. Изменение эквивалентных напряжений в материале трубы при изменении высоты опор



Эти параметры являются важными для обеспечения прочности и долговечности конструкции. Расчеты проводились с учетом требований ГОСТ 18599-2001 и других нормативных документов. Таким образом, использование ПНД в качестве материала для трубы позволяет обеспечить высокую химическую стойкость, прочность и долговечность конструкции при различных условиях эксплуатации [6].

График на рисунке 4 показывает, что изменение высоты опор влияет на эквивалентные напряжения в материале трубы. При снижении высоты опор напряжения уменьшаются, а при увеличении – увеличиваются. Это связано с перераспределением нагрузки на трубопровод и изменением его прогиба. Для обеспечения надежной работы трубопровода необходимо принимать во внимание эти факторы при проектировании и эксплуатации системы.

При рабочем давлении 6 МПа в стенках трубы возникают напряжения, которые могут вызвать деформацию или разрушение трубы. В связи с этим было решено снизить рабочее давление до 4 МПа. Давление 4 МПа создает в стенках трубы напряжения, способные выдерживать нагрузки. Это указывает на то, что труба была спроектирована и изготовлена с учетом требований к прочности и безопасности и она способна выдерживать давление перекачиваемой среды без деформации или разрушения.

В данном случае выбор рабочего давления обусловлен необходимостью обеспечения надежности и безопасности работы трубопровода. Труба с рабочим давлением 4 МПа может использоваться для транспортировки различных сред при соблюдении всех необходимых мер безопасности. Результаты расчетов представлены в таблице 3.

Выводы

Применение полимерных и композитных материалов для строительства магистральных нефтепроводов в многолетнемерзлых грунтах возможно, но требует тщательного анализа и учета специфических условий эксплуатации.

ФАКТЫ

4 МПа

составляет максимальное рабочее давление российских полимерных труб

- Проведен анализ рынка полимерных труб, используемых в нефтегазовой отрасли. Зарубежные страны пока что опережают Россию по этим показателям: им удалось разработать трубы с рабочим давлением 13,8 МПа. В России также проводятся исследования и разработки в этой области. На данный момент максимальное рабочее давление российских полимерных труб составляет 4 МПа, что значительно ниже показателей зарубежных производителей.
- Стоимость труб из полиэтилена низкого давления составляет 160 000 рублей за тонну, а стоимость труб из стали 09Г2С – 225 000 рублей за тонну. Это означает, что трубы из стали 09Г2С примерно на 40 % дороже, чем трубы из полиэтилена низкого давления.
- Трубы из полиэтилена обходятся дешевле по сравнению со стальными трубами, что позволяет снизить затраты на строительство магистральных трубопроводов. Более того, материал из полиэтилена низкого давления является более долговечным по сравнению со сталью. Это означает, что мы можем снизить затраты не только на строительство, но и на ремонт и обслуживание трубопроводной системы в долгосрочной перспективе.
- По результатам конечно-элементного моделирования мы определили допустимое внутреннее рабочее давление и рассчитали оптимальную толщину стенок труб. Это позволило нам обеспечить надежность и долговечность трубопроводной системы при минимальных затратах на материалы.

Для успешного применения полимерных и композитных материалов в многолетнемерзлых грунтах необходимо провести детальный анализ условий эксплуатации, разработать специальные технологии монтажа и обеспечить устойчивость нефтепровода к воздействию вечной мерзлоты.

Таким образом, применение полимерных и композитных материалов для магистрального нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах возможно при условии соблюдения всех необходимых требований и условий эксплуатации. ●

Литература

1. *Advanced Flexible Pipeline Systems for Oil, Gas and Water* [Электронный ресурс]. – Solu Force. – Режим доступа: <https://www.soluforce.com/content/dam/pipeline/soluforce/marketing/general/brochures/soluforce-general-brochure.pdf>. Дата обращения: 01.04.2024. – Загл. с экрана.
2. *FIBERSPAR* [Электронный ресурс]. – ЛИНЕЙНАЯ ТРУБА FIBERSPAR. – Режим доступа: <https://fg-rus.ru/products/lineynye-truby-dlya-neftedobychi/gibkiy-truboprovod-fiberspar>. Дата обращения: 01.04.2024. – Загл. с экрана.
3. *FlexSteel Pipe* [Электронный ресурс]. – FlexSteel Pipeline Technologies – Режим доступа: <https://www.flexsteelpipe.com/flexsteel-pipe.html>. Дата обращения: 01.04.2024. – Загл. с экрана.
4. ГОСТ ISO 12162-2017. *Материалы термопластичные для напорных труб и соединительных деталей. Классификация, обозначение и коэффициент запаса прочности: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 октября 2017 г. № 1459-ст: взамен ГОСТ ISO 12162-2006: дата введения 2018-07-01 / разработан ООО «Группа ПЛАСТИК».* – Москва: Стандартинформ, 2017. – 15 с.
5. ГОСТ 1510-2022. *Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июня 2022 г. № 518-ст: взамен ГОСТ 1510-84: дата введения 2023-01-01 / разработан АО «ВНИИ ПН».* – Москва: Российский институт стандартизации, 2022. – 72 с.

ТАБЛИЦА 3. Углеводородный состав фракций

Двн, мм	δ, мм	Дн, мм	σ, мм
114	11,5	137	24,3
144	14,5	173	24,4
159	16	191	24,6
219	22	263	24,2
273	27	327	24,5
325	32	389	24,6
377	38	453	24,3
426	42	510	24,7
500	50	600	24,4

ФАКТЫ

6 МПа

составляет рабочее давление, при котором в стенках трубы возникает напряжения, способные вызвать деформацию или разрушение

6. ГОСТ 18599-2001. *Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия: государственный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации и метрологии от 23 марта 2002 г. № 112-ст: взамен ГОСТ 18599-83: дата введения 2003-01-01 / разработан Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 241 «Пленки, трубы, фитинги, листы и другие изделия из пластмасс».* – Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2003. – 76 с.
7. ГОСТ Р 54866-2011 (ИСО 9080:2003). *ТРУБЫ ИЗ ТЕРМОПЛАСТИЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ. Определение длительной гидростатической прочности на образцах труб методом экстраполяции: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2011 г. № 1572-ст: введен впервые: дата введения 2013-01-01 / разработан ОАО «Научно-исследовательский институт санитарной техники», ООО «Группа ПОЛИПЛАСТИК».* – Москва: Стандартинформ, 2012. – 23 с.
8. Свод правил «Магистральные трубопроводы»: СП 36.13330.2012: утв. приказом Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству (Госстрой) от 25 декабря 2012 г. № 108/ГС: введ. в действие с 01.07.2013. – Москва: Стандартинформ, 2013. – 92 с.
9. *Иран планирует серьезно модернизировать свою трубопроводную инфраструктуру* [Электронный ресурс]. – НефтеРынок. – Режим доступа: <http://www.nefteryok.info/novosti/iranplaniruet-serezno-modernizirovat-svoyu-truboprovodnuyuinfrastrukturu>. Дата обращения: 01.04.2024. – Загл. с экрана.
10. *Классы химической стойкости* [Электронный ресурс]. – Таблица химической стойкости пластиков. – Режим доступа: https://zpolimera.ru/docs/him_stoykost_polimerov.pdf. Дата обращения: 01.04.2024. – Загл. с экрана.
11. Котляков В.М. *Россия. Природа. Многолетняя мерзлота* / Котляков В.М. [Электронный ресурс]. – Большая Российская Энциклопедия. – Режим доступа: <https://bigenc.ru/c/rossia-priroda-mnogoletniaia-merzlota-7b5b33>. Дата обращения: 01.04.2024. – Загл. с экрана.
12. *Производство полиэтиленовых труб ANACONDA*. [Электронный ресурс]. – Технология композитов. – Режим доступа: <https://www.tk.perf.ru/anakonda/>. Дата обращения: 26.04.2024. – Загл. с экрана.
13. Трухонин А.Н. *Счет на километры / А.Н. Трухонин // РГК Пермская нефть.* – 2004. – № 8.

KEYWORDS: *hard-to-recover reserves, bituminous oil, physico-chemical properties, fractional composition.*



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

24-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

14–17.04.2025

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ





АО «АГВ»: импортозамещение и инновации для промышленности России

ПОРШНЕВЫЕ КОМПРЕССОРЫ – ВАЖНАЯ ЧАСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ОСОБЕННО В НЕФТЕГАЗОВОЙ, ХИМИЧЕСКОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛЯХ. ОНИ ОБЕСПЕЧИВАЮТ СЖАТИЕ И ТРАНСПОРТИРОВКУ ГАЗА, ПОДДЕРЖИВАЯ РАБОТУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЦЕПОЧЕК – ОТ ДОБЫЧИ ДО ПЕРЕРАБОТКИ СЫРЬЯ. НАДЕЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМПРЕССОРОВ НАПРЯМУЮ ЗАВИСЯТ ОТ КАЧЕСТВА ИХ КОМПЛЕКТУЮЩИХ, КОТОРЫЕ ДОЛЖНЫ ВЫДЕРЖИВАТЬ ВЫСОКИЕ МЕХАНИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ЭКСТРЕМАЛЬНЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И АГРЕССИВНЫЕ СРЕДЫ

RECIPROCATING COMPRESSORS ARE A FUNDAMENTAL PART OF PRODUCTION PROCESSES, ESPECIALLY IN THE OIL AND GAS, CHEMICAL AND ENERGY INDUSTRIES. THEY PROVIDE GAS COMPRESSION AND TRANSPORTATION, SUPPORTING THE OPERATION OF PROCESS CHAINS – FROM EXTRACTION TO PROCESSING OF RAW MATERIALS. THE RELIABILITY AND EFFICIENCY OF THESE COMPRESSORS DIRECTLY DEPEND ON THE QUALITY OF THEIR COMPONENTS, WHICH MUST WITHSTAND HIGH MECHANICAL LOADS, EXTREME TEMPERATURES AND HARSH ENVIRONMENTS

Ключевые слова: поршневые компрессоры, переработка, комплектующие, материалы, газопоршневые двигатели.

**Жегалов
Евгений Александрович**
менеджер по продукту
АО «АГВ»

В последние годы российская промышленность столкнулась с серьезными вызовами, связанными с ограничением поставок зарубежных комплектующих. В условиях стремления к импортозамещению и технологической независимости перед российскими производителями стоит задача создавать продукцию, соответствующую мировым стандартам и требованиям российских предприятий.

АО «АГВ» является одним из лидеров в этом направлении. Процесс импортозамещения в Компании начался еще в 2008 г., задолго до того, как предприятия начали испытывать острую

необходимость в комплектующих отечественного производства. Сегодня продукция компании – это залог бесперебойной работы многих предприятий, где надежность оборудования имеет ключевое значение.

АО «АГВ» разрабатывает, выпускает высококачественные компоненты для поршневых компрессоров и газопоршневых двигателей, включая клапаны, сальниковые уплотнения, поршневые кольца, штоки, поршни и другие детали. Особое внимание уделяется качеству материалов и инновационным решениям, что обеспечивает долговечность и надежность комплектующих. Продукция компании полностью совместима с оборудованием

зарубежных производителей компрессоров, включая Ariel Corporation, Dresser Rand, Ajax, SIAD, Burckhardt, CKD, Howden. Кроме того, комплектующие компании подходят для газопоршневых двигателей таких брендов, как CAT, Waukesha, Wartsila, Cameron и других. Это позволяет предприятиям легко заменять импортные детали на продукцию компании без необходимости модификации оборудования.

Компания активно сотрудничает с отечественными производителями компрессоров. Например, специалисты АО «АГВ» и АО «РУМО» совместно разрабатывают решения для компрессоров, работающих в тяжелых условиях. Компрессоры РУМО оснащаются клапанами, поршневыми кольцами и сальниковыми уплотнениями AGV, что обеспечивает их надежную эксплуатацию и увеличивает срок службы оборудования. Такое взаимодействие укрепляет технологическую независимость страны и повышает конкурентоспособность отечественной промышленности.

Инновации и материалы

Кольцевые клапаны AGV демонстрируют высокую производительность и надежность даже в самых экстремальных условиях эксплуатации. Уникальная конструкция с аэродинамическим профилем колец позволяет свободно пропускать посторонние включения, снижая риск повреждения колец или седла клапана. Минимальная площадь контакта колец с седлом дополнительно предотвращает «залипание» клапанов, обеспечивая их бесперебойную работу. Такая конструкция оптимизирует поток газа, сокращает энергозатраты и повышает общую эффективность работы оборудования.

Одним из ярких примеров стала модернизация на установке деасфальтизации гудрона пропаном. Из-за высокого содержания механических примесей и жидкости в газе OEM-клапаны заказчика выходили из строя практически каждую смену, вызывая вынужденные остановки и значительные потери в производительности.

Специалисты АО «АГВ» проанализировали условия работы компрессора и предложили заменить стандартные клапаны на кольцевые клапаны AGV. В результате кольцевые клапаны AGV обеспечили безостановочный пробег на весь межремонтный период в 4000 моточасов. Таким образом, заказчик не только снизил частоту технического обслуживания, но и повысил общую эффективность процесса.

Пластик 7000 – это инновационный композитный материал, разработанный специалистами АО «АГВ» для эксплуатации в экстремальных условиях. В его основе – структурно-модифицированный PTFE с добавками, значительно улучшающими механические характеристики. Применение технологии радиационного облучения при спекании позволяет удалить вредные примеси, обеспечивая высокую чистоту и стабильность материала. Благодаря низкому коэффициенту трения и высокой устойчивости к агрессивным средам он идеально подходит для поршневых колец и сальниковых уплотнений, особенно в компрессорах, работающих без смазки.

На одном из крупных производственных предприятий, использовавших компрессоры без смазки для производства водорода, заказчик столкнулся с частыми внеплановыми заменами поршневых колец, изготовленных из стеклонаполненного PTFE. Эти кольца требовали замены каждые 3500 моточасов, что не только не соответствовало запланированным срокам ТО на 4000 часов, но и увеличивало затраты на обслуживание.



РЕКЛАМА



После внедрения поршневых колец AGV из материала Пластик 7000 компрессор проработал 5000 часов до проведения ППР, превысив стандартные показатели на 40%. Даже после этого анализ показал, что износ колец не был критическим и они могли эксплуатироваться еще дольше.

DLC-покрытие (алмазно-графитовое покрытие) – одна из самых перспективных технологий для улучшения характеристик металлических деталей. В зависимости от типа пленки твердость покрытия достигает 1200–4500 HV, что делает его одним из самых прочных среди применяемых защитных покрытий. Благодаря

своей структуре, содержащей аморфный углерод, оно обладает характеристиками, приближенными к алмазным покрытиям, но при этом обеспечивает более высокую технологичность нанесения и универсальность применения. Пористость покрытия – меньше 0,5%, что делает его оптимальным для коррозионной защиты в агрессивных средах, а также предотвращает налипание загрязнений. Коэффициент износостойкости при абразивном износе в 13–20 раз выше по сравнению со сталью.

На одном из предприятий нефтепереработки в перекачиваемой среде содержатся сторонние включения и фракции.

Эти частицы оседали на поверхностях проходных каналов и седел клапанов, вызывая налипание, снижение производительности и преждевременные поломки. В результате компрессор останавливался, приводя к простоям и значительным эксплуатационным расходам. Было предложено использовать клапаны с DLC-покрытием, обладающим превосходными антипригарными свойствами. Это решение позволило минимизировать образование осадков и налипаний на поверхностях клапана, увеличив его ресурс на 30% по сравнению с оригиналом.

Сервисное обслуживание

Надежность оборудования невозможна без профессионального сервиса. Глубокая экспертиза инженеров АО «АГВ» и доступ к современному оборудованию позволяют решать задачи любой сложности, минимизируя простои и повышая производительность предприятий. Компания выполняет работы любой категории сложности, включая пусконаладочные работы, капитальный и аварийно-восстановительный ремонт, техническое обслуживание с постоянным присутствием на объекте. Мощность газоперекачивающих агрегатов в работе > 300 МВт.

На одном из крупнейших нефтегазовых месторождений специалисты АО «АГВ» выполняют комплексное техническое обслуживание компрессорных установок, газопоршневых

двигателей и их навесного оборудования на ежедневной основе. В рамках проекта инженеры компании проводят регулярную диагностику, устраняют неполадки и оптимизируют работу оборудования, обеспечивая его бесперебойную эксплуатацию в условиях высокой нагрузки.

Развитие профессионалов – развитие отрасли

Одной из приоритетных задач АО «АГВ» является подготовка специалистов для отрасли. Компания активно сотрудничает с РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. На ярмарках вакансий и образовательных мероприятиях представители компании делятся опытом, рассказывают о стажировках и карьерных возможностях.

Несколько выпускников университета уже работают в компании, занимаясь проектированием и разработкой оборудования, внедрением новых технологий и анализом конструкций. Это партнерство помогает адаптировать образовательные программы к требованиям промышленности и готовить высококвалифицированных специалистов.

Перспективы развития

АО «АГВ» активно работает над расширением своих возможностей и укреплением позиций на рынке комплектующих для поршневых



компрессоров и газопоршневых двигателей. Постоянно растущий спрос на надежную продукцию, отвечающую самым высоким стандартам, требует увеличения производственных мощностей и внедрения новых технологий.

Для удовлетворения этих потребностей в 2025 году компания планирует открыть новую производственную площадку в ОЭЗ «Технополис Москва». Это позволит компании не только значительно увеличить объемы выпускаемой продукции, но и существенно расширить ассортимент. Новые мощности дадут возможность быстрее реагировать на запросы рынка, разрабатывать и внедрять современные материалы и технологии, адаптированные под уникальные условия российских предприятий.

Планируется также создание линейки продукции, включающей

компоненты не только для компрессоров и газопоршневых двигателей, но и для других критически важных узлов промышленного оборудования. Этот шаг станет важной вехой в развитии программы импортозамещения, укрепляя технологическую независимость России и обеспечивая предприятия комплектующими мирового уровня.

АО «АГВ» демонстрирует, что импортозамещение может быть успешным и технологичным. Современные разработки, высокое качество продукции и ориентация на потребности заказчиков делают компанию надежным партнером, способствующим развитию не только отечественных предприятий, но и всей отрасли в целом. ●

KEYWORDS: *reciprocating compressors, refining, spare parts, materials, gas engines.*



>15 лет производит комплектующие для поршневых компрессоров и газопоршневых двигателей

100% Российское производство



						
Поршневые кольца	Поршневые кольца	Штоки и уплотнения штоков	РТИ, стальные и паронитовые прокладки	Крупные узлы: поршни, гильзы, крейцкопфы	Детали газопоршневых двигателей	Сервис
Клапаны						



УТИЛИЗАЦИЯ ОТРАБОТАННОГО СИЛИКАГЕЛЯ на адсорбционной установке подготовки углеводородного газа

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

Сыроватка Владимир Антонович
и.о. заведующего базовой
кафедрой эксплуатации
компрессорных станций и
проектирования оборудования
магистрального транспорта газа,
к.т.н.

Муравлева Мария Васильевна
ассистент кафедры технологии
нефти и газа

Берестенко Егор Николаевич
специалист кафедры
технологического оборудования
и систем жизнеобеспечения

Кубанский государственный
технологический университет

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНО ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ НА УРОВНЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЕ ПРОВОДИТЬ УТИЛИЗАЦИЮ ОТРАБОТАННОГО СИЛИКАГЕЛЯ, КОТОРЫЙ ОБРАЗУЕТСЯ ПРИ МНОГОЦИКЛОВОЙ РАБОТЕ АДСОРБЕРОВ ПРИ ОСУШКЕ И ОТБЕНЗИНИВАНИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА, С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ВЫРАБОТКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ – СТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА, ПБФ, ТОПЛИВНОГО ГАЗА, А ТАКЖЕ ПОДГОТОВЛЕННОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЫ И МЕТАНОЛА. ПРЕДСТАВЛЕНА ЭФФЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, КОТОРАЯ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ДЕЗАКТИВАЦИЮ ОТРАБОТАННОГО СИЛИКАГЕЛЯ БЛАГОДАРЯ ЖИДКОФАЗНОЙ ДЕСОРБЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ, ПОГЛОЩЕННЫХ СИЛИКАГЕЛЕМ В СРЕДЕ ВЫСОКООКТАНОВОГО БЕНЗИНА И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ РЕГЕНЕРАЦИИ ОТРАБОТАННОГО СИЛИКАГЕЛЯ АЗОТОМ

THE ARTICLE DISCUSSES A TECHNICAL SOLUTION AT THE INVENTION LEVEL THAT ALLOWS FOR THE DISPOSAL OF SPENT SILICA GEL, WHICH IS FORMED DURING THE MULTI-CYCLE OPERATION OF ADSORBERS DURING THE DRYING AND STRIPPING OF HYDROCARBON GAS, WITH THE POSSIBILITY OF PRODUCING ADDITIONAL PRODUCTS – STABLE CONDENSATE, PROPANE-BUTANE FRACTIONS, FUEL GAS, AS WELL AS PREPARED PROCESS WATER AND METHANOL. AN EFFECTIVE TECHNOLOGY THAT ENSURES THE DEACTIVATION OF SPENT SILICA GEL DUE TO LIQUID-PHASE DESORPTION OF HYDROCARBONS ABSORBED BY SILICA GEL IN A HIGH-OCTANE GASOLINE ENVIRONMENT AND ADDITIONAL REGENERATION OF SPENT SILICA GEL WITH NITROGEN IS PRESENTED

Ключевые слова: адсорбционная установка подготовки углеводородного газа, вторичное сырье, отработанный силикагель, эффективная технология утилизации отработанного силикагеля.

УДК 665.625.3-403

Федеральный закон № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» определяет правовые основы обращения с отходами производства и потребления для снижения вредного воздействия отходов производства и потребления на экосистему, а также вовлечения таких отходов в дополнительный оборот в качестве вторичного сырья [1].

Рациональное использование выделенных ценных компонентов при эффективной вторичной переработке отходов – один из путей, который может способствовать достижению в настоящее время стратегической цели развития минерально-сырьевой базы, которая заключается в создании условий для устойчивого обеспечения минеральным сырьем социально-экономического развития и поддержания необходимого уровня экономической и энергетической безопасности Российской Федерации [2].

Повышение степени переработки и потребления минерального сырья внутри страны, создание необходимой инфраструктуры для разработки и внедрения новых технологий находится в числе основных задач новой стратегии развития минерально-сырьевой базы до 2050 года [3].

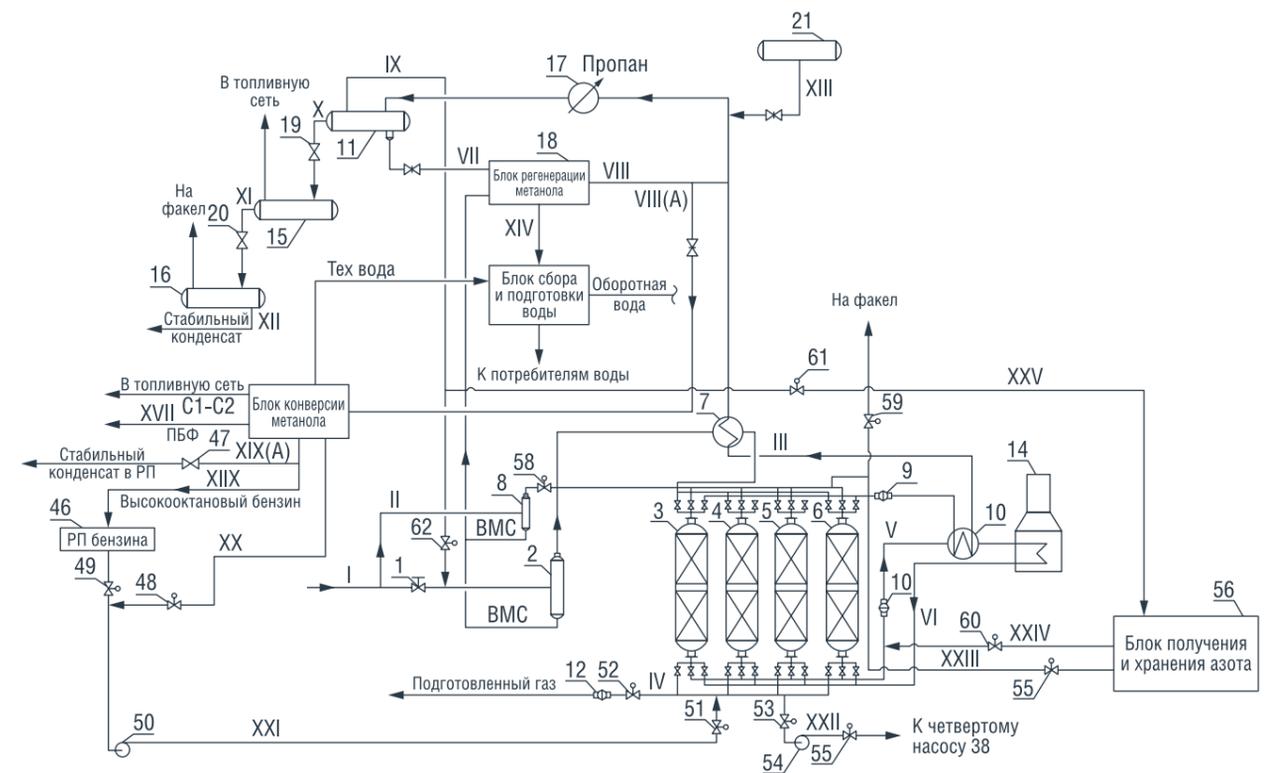
Рациональное использование выделенных ценных компонентов при эффективной вторичной переработке отходов – один из путей, способствующих достижению стратегической цели развития минерально-сырьевой базы

Снижение экологической опасности отходов в газовой промышленности в первую очередь связано с использованием новейших научно-технических достижений в целях реализации малоотходных и безотходных технологий и эффективного рециклинга отходов для уменьшения их количества в

газовой промышленности, в том числе на адсорбционных установках подготовки углеводородного газа. В настоящее время при подготовке углеводородного газа, где применяются адсорбционные процессы, одной из проблем является использование отработанного силикагеля,

который образуется при многоцикловой работе адсорберов при осушке и отбензинивании газа. Как правило, выгрузка отработанного силикагеля из адсорбера для замены на новый проводится через каждые 2400–3000 циклов «адсорбция – регенерация – охлаждение»

РИСУНОК 1. Блок-схема адсорбционной установки подготовки углеводородного газа, с возможностью эффективной утилизации отработанного силикагеля



1, 48, 49, 57, 59 – регулирующий клапан; 2 – входной сепаратор; 3–6 – адсорберы; 7, 10 – рекуперативный теплообменник; 8 – фильтр-сепаратор; 9, 12, 13 – фильтрующее устройство; 11 – сепаратор высокого давления; 14 – печь; 15 – сепаратор среднего давления; 16 – сепаратор низкого давления; 17 – пропановый холодильный блок; 18 – блок регенерации метанола; 19, 20 – дроссель; 21 – подпиточная емкость; 50, 54 – насос; 46 – резервуарный парк бензина; 47, 51, 52, 53, 55, 58, 60, 61, 62 – запорный клапан; 56 – блок получения и хранения азота

(в зависимости от физико-химических свойств силикагеля) при подготовке углеводородного газа к транспорту, где утилизация большей части отработанного силикагеля осуществляется на полигоны захоронения отходов. Этот метод утилизации признан малоэффективным и вредным для экологии, но продолжает использоваться в газовой промышленности до сих пор.

Предлагаемое решение

Газотранспортная система сейчас нуждается в передовых технологиях утилизации отработанного силикагеля в качестве вторичных материальных ресурсов, что может улучшить экономические и технологические показатели производства, а также укрепить экологическую безопасность.

Когда речь идет о повышении эксплуатационной эффективности и экологической безопасности в газовой отрасли, выбор технологии является важным фактором. Наступил этап внедрения решений, совершенствующих отечественные проекты, ориентированные на эффективные технологии, направленные на сокращение отгрузки отработанного силикагеля на полигоны захоронения отходов.

Реализация эффективной технологии утилизации отработанного силикагеля связана с необходимостью повышения технологического уровня адсорбционной установки подготовки углеводородного газа к транспорту, позволяющей выработать дополнительную продукцию – стабильный конденсат,

в его составе при размещении на полигонах захоронения твердых отходов, предлагается дополнительная очистка – дезактивация отработанного силикагеля перед его выгрузкой (рисунок 1).

Для полного удаления жидкого десорбента с примесью десорбированных углеводородов из отработанного силикагеля предлагается применить дополнительные линии подачи и отвода азота, используя блок получения и хранения азота

Полученный в блоке конверсии метанола высокооктановый бензин предлагается использовать в качестве десорбера, дезактиватора отработанного силикагеля, который при температуре 70–100 °С десорбирует максимальное количество углеводородов перед выгрузкой силикагеля, а пропуск азота с температурой 300–350 °С позволит максимально удалить десорбент с примесью десорбированных жидких и газообразных углеводородов [4].

Эффективная утилизация отработанного силикагеля на адсорбционной установке подготовки углеводородного газа даст возможность прекратить отгрузку отработанного силикагеля на полигоны захоронения отходов. Снабжение установки дополнительными технологическими линиями подачи высокооктанового бензина из резервуарного парка бензина в адсорберы позволяет провести жидкофазную десорбцию углеводородов поглощенных

и отвода азота, используя блок получения и хранения азота, что также позволит выработать дополнительно стабильный конденсат, топливный газ, а также подготовленную техническую воду и метанол [4].

Заключение

При стремлении к более устойчивым и экологически чистым решениям в рамках новой стратегии развития минерально-сырьевой базы, предлагаемая эффективная технология утилизации отработанного силикагеля на адсорбционной установке подготовки углеводородного газа позволит обеспечить ресурсосбережение и экологичность установки, а также увеличит выход продукции за счет очистки отработанного силикагеля. А в целом разработка эффективных технологий, направленных на снижение потерь вторичных материальных ресурсов и повышение экологической безопасности, является в настоящее время приоритетом научно-технологического развития для обеспечения технологического суверенитета с использованием наилучших отечественных разработок. ●

Литература

1. Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ (ред. от 08.08.2024) «Об отходах производства и потребления» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.09.2024).
2. Сыроватка В.А., Голубева И.А., Ясьян Ю.П. Сокращение эмиссии низконапорного газа сепарации на установке подготовки природного газа к транспорту // научный информационный сборник *Нефтегазохимия*, 2022. № 1–2. – С. 19–22.
3. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 года. Распоряжение Правительства РФ № 1838-р от 11 июля 2024 г.
4. Патент РФ № 2814922 С1, МПК В01D 53/00 В01D 53/14. Технологическая установка подготовки углеводородного газа / Муравлева М.В., Ясьян Ю.П., Сыроватка В.А. / Опубл.: 06.03.2024. Бюл. № 7.

KEYWORDS: *an adsorption plant for the treatment of hydrocarbon gas, secondary raw materials, spent silica gel, effective technology for the disposal of spent silica gel.*

Российский производитель средств автоматизации ТП

Барьеры искрозащиты КА5000Ex

- Сертификаты SIL2, SIL3
- Гарантия – 3 года
- Межповерочный интервал – 5 лет
- Внесены в реестр крупнейших нефтегазовых компаний РФ

Серии КА50xxEx, КА51xxEx — Приёмники и передатчики токового сигнала 4...20 мА



1 и 2 канала
Разветвление «1 в 2»

- класс точности 0.1
- входы активные/пассивные
- выходы активные/пассивные
- протокол HART
- питание датчиков
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия КА500xEx



Приёмники сигналов термопар, термопреобразователей сопротивления и потенциометров
1 канал
Разветвление «1 в 2»

- класс точности 0.1
- конфигурирование по USB
- выходы активные 4...20 мА
- сигнализация
- передача данных по RS-485
- выход «АВАРИЯ» на шине
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия КА52xxEx



Приёмники дискретных сигналов
1, 2 и 4 канала

- входы «сухой контакт», контакт с контролем целостности цепи, сигнал стандарта NAMUR
- выходы «СИГНАЛ» и «ОШИБКА» в каждом канале
- общий выход «ОШИБКА» на шине
- питание датчиков NAMUR
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия КА531xEx



Передатчики дискретных сигналов, управляемые источники питания
1, 2 и 4 канала

- питание измерительного или управляющего оборудования
- управление исполнительными устройствами
- ограничение тока при больших нагрузках
- гальваническая развязка
- шина питания





АКТИВНЫЕ БАРЬЕРЫ ИСКРОЗАЩИТЫ КА5000ЕХ на страже взрывоопасного производства

В СТАТЬЕ ОПИСЫВАЮТСЯ АКТИВНЫЕ БАРЬЕРЫ ИСКРОЗАЩИТЫ СЕРИИ КА5000ЕХ С ГАЛЬВАНИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРИЕМА И ПЕРЕДАЧИ УНИФИЦИРОВАННЫХ ТОКОВЫХ СИГНАЛОВ 4...20 МА

THE ARTICLE DESCRIBES ACTIVE BARRIERS OF SPARK PROTECTION OF THE KA5000EX SERIES WITH GALVANIC ISOLATION, DESIGNED FOR RECEPTION AND TRANSMISSION OF UNIFIED CURRENT SIGNALS 4...20 mA

Ключевые слова: искрозащита, взрывоопасные производства, промышленная безопасность, автоматизация, электрические цепи, барьеры искрозащиты, барьеры искробезопасности.

Алексей Костерин
генеральный директор
НПФ «КонтрАвт»

Число промышленных предприятий с взрывоопасным производством, которые успешно применяют для решения задач искробезопасности электрических цепей барьеры искрозащиты серии КА5000ЕХ от научно-производственной фирмы «КонтрАвт» – известного нижегородского разработчика и производителя средств и систем автоматизации и управления технологическими процессами, постоянно растет.

Номенклатура серии КА5000ЕХ широка и включает в себя 17 видов барьеров (общее число

модификаций при этом более 40). Производитель предлагает набор оптимизированных и надежных решений под разные типы задач, разделенные на 4 группы.

1. Приемники аналоговых сигналов из взрывоопасной зоны.
2. Передатчики аналоговых сигналов во взрывоопасную зону.
3. Приемники дискретных сигналов из взрывоопасной зоны.
4. Управляемые источники питания (передатчики активных дискретных сигналов во взрывоопасную зону).

РЕКЛАМА

Из всех барьеров искрозащиты серии КА5000ЕХ наиболее востребованы аналоговые модели для работы с унифицированным токовым сигналом 4...20 мА. Дело в том, что большинство датчиков технологических параметров используют в качестве выходного именно сигнал 4...20 мА. Объясняется это широкой распространенностью данного вида сигнала на производстве по следующим причинам:

- на передачу сигнала 4...20 мА не оказывает влияния сопротивление соединительных проводов, поэтому требования к диаметру и длине соединительных проводов, а значит, и к стоимости снижаются;
- токовый сигнал работает на низкоомную (по сравнению с сопротивлением источника сигнала) нагрузку, поэтому наведенные электромагнитные помехи в токовых цепях малы по сравнению с аналогичными цепями, в которых используются сигналы напряжения;
- обрыв линии передачи токового сигнала 4...20 мА однозначно и легко определяется измерительными системами по

РИСУНОК 1. Общий вид барьеров искрозащиты КА5000ЕХ для работы с унифицированным сигналом тока 4...20 мА (на примере моделей КА5011ЕХ, КА5013ЕХ, КА5132ЕХ)



нулевому уровню тока в цепи (в нормальных условиях он должен быть не меньше 4 мА);

- токовый сигнал 4...20 мА позволяет не только передавать информацию, но и обеспечивать электропитание самого барьера – минимально допустимого уровня 4 мА достаточно для питания современных электронных устройств.

НПФ «КонтрАвт» предлагает 7 моделей барьеров искробезопасности с гальванической развязкой как для приема этого вида сигналов из взрывоопасной зоны (приемники сигналов КА5011ЕХ, КА5031ЕХ – 1 канал, КА5022ЕХ, КА5032ЕХ – 2 канала, КА5013ЕХ – разветвитель «1 в 2»), так и для передачи во взрывоопасную зону (передатчики сигналов КА5131ЕХ – 1 канал, КА5132ЕХ – 2 канала).

Общий вид барьеров искрозащиты данной группы приведен на рисунке 1.

Основные характеристики указанных моделей сведены в таблицу 1.

Гальваническая развязка

Все указанные в таблице модели барьеров искрозащиты являются активными с гальваническим разделением между собой входных и выходных сигнальных цепей как в каждом канале, так и между каналами, а также цепей питания (электрическая прочность изоляции: ~1500 В, 50 Гц).

ТАБЛИЦА 1. Модели барьеров искрозащиты КА5000ЕХ для работы с унифицированным сигналом тока 4...20 мА

Характеристики	КА5011ЕХ	КА5031ЕХ	КА5013ЕХ	КА5022ЕХ	КА5032ЕХ	КА5131ЕХ	КА5132ЕХ
Направление передачи сигнала	Приемники из ВОЗ					Передатчики в ВОЗ	
Число каналов	1	1	Разветвитель 1 в 2	2	2	1	2
Погрешность, %	0,1						
Быстродействие, мс	35						
Тип входного сигнала и схема подключения	2 ПИ 2 АИ 3 АИ	2 АИ	2 ПИ 2 АИ 3 АИ	2 ПИ	2 АИ	2 АИ	2 АИ
Встроенный блок питания источника сигнала на входе 24 В	Да	Нет	Да	Да	Нет	Нет	Нет
Тип выхода	Активный/пассивный 4...20 мА			Активный 4...20 мА			
Наличие опций с HART	Да	Да	Да	Нет	Да	Да	Нет
Наличие опций с шиной питания	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да
Ширина корпуса, мм	12						
Ширина корпуса на 1 канал, мм	12	12	12	6	6	12	6
Температура эксплуатации, °С	-40...+70						
2ПИ – источник сигнала с пассивным выходом с двухпроводной схемой подключения, 2АИ – источник сигнала с активным выходом с двухпроводной схемой подключения, 3АИ – источник сигнала с активным выходом с трехпроводной схемой подключения.							

РИСУНОК 2. Пример подключения источника сигнала с активным выходом по двухпроводной схеме подключения 2АИ

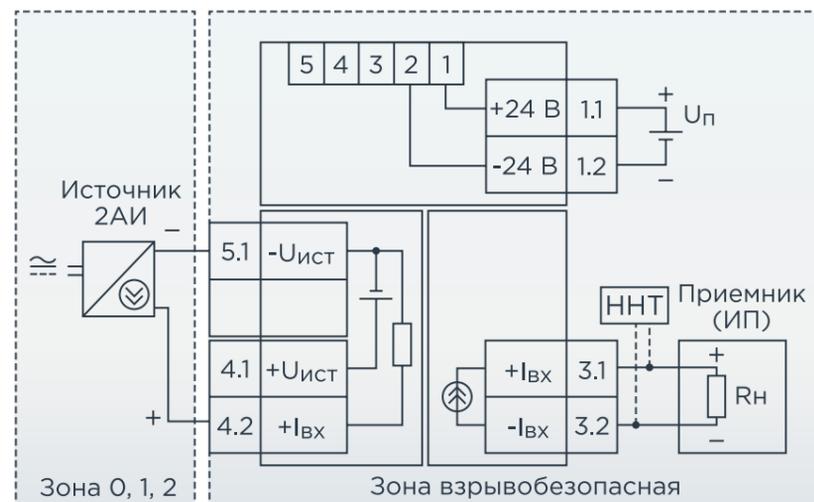


РИСУНОК 3. Пример подключения источника сигнала с активным выходом по трехпроводной схеме подключения 3АИ

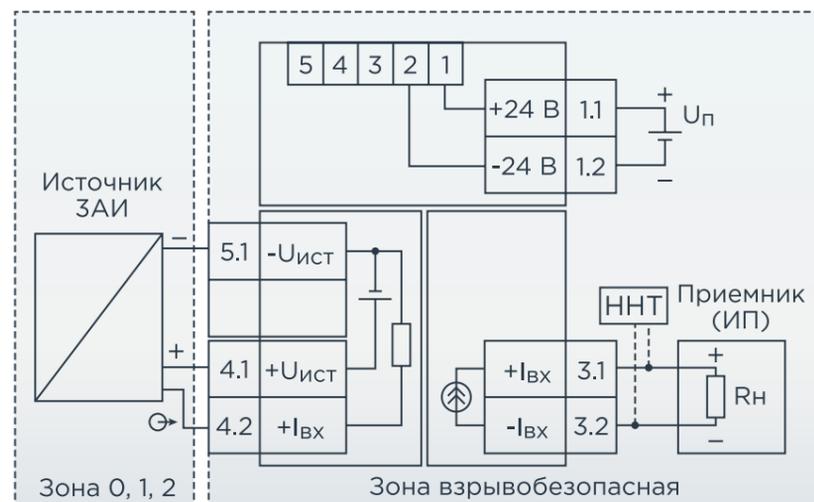
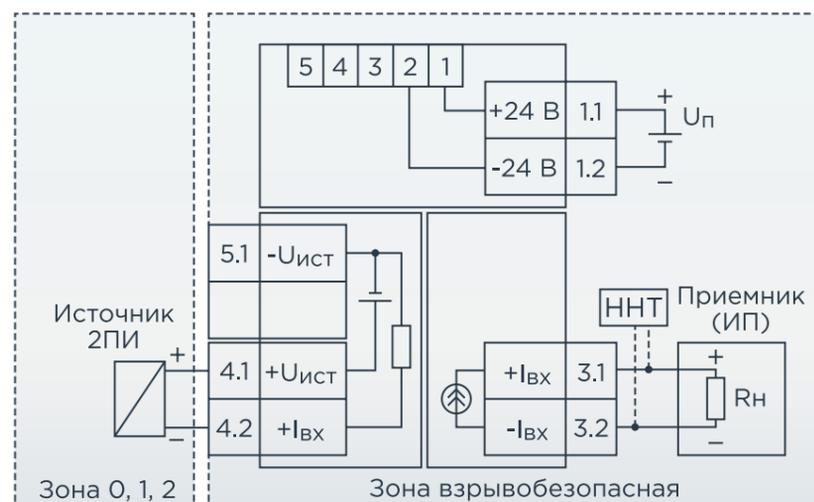


РИСУНОК 4. Пример подключения источника сигнала с пассивным выходом по двухпроводной схеме подключения 2ПИ



Активные барьеры обладают лучшими метрологическими характеристиками, чем пассивные, имеют более надежный принцип искрозащиты, базирующийся на гальванической развязке, они более функциональны, проще в эксплуатации, исключают требования по заземлению, обладают более высокими точностными характеристиками и менее подвержены воздействию импульсных помех и электромагнитных наводок частотой 50 Гц.

Все эти обстоятельства значительно упрощают проектирование системы автоматизации и ее изготовление.

Тип входного сигнала и схемы подключения

Как видно из сводной таблицы, разные модели рассматриваемых барьеров искрозащиты могут принимать либо активные, либо пассивные сигналы 4...20 мА на вход.

При этом подключение источников сигналов с активным выходом возможно по двухпроводной либо трехпроводной схемам 2АИ и 3АИ, а подключение источника сигнала с пассивным выходом сигнала – только по двухпроводной 2ПИ.

Примеры схем подключения приведены на рисунках 2–4.

Встроенный блок питания источника сигнала на входе 24 В

Если подключаемый источник сигнала имеет пассивный выход, то барьер обеспечивает его питанием от встроенного источника. Если при этом барьер является двухканальным, то у каждого канала присутствует свой источник питания датчика.

Тип выхода

Для барьеров с активными выходными цепями дополнительный источник питания не требуется.

Виды взрывозащиты

Все указанные модели токовых барьеров имеют два вида взрывозащиты:

- Взрывозащита вида i «искробезопасная цепь». В случае появления искры в приборе ее

мощности будет недостаточно для производства взрыва. Уровень взрывозащиты – «ia». Маркировка взрывозащиты вида «i» – [Ex ia Ga] IIC.

- Взрывозащита вида «n» «неискрящее электрооборудование». В барьерах конструктивно отсутствуют искрящие элементы и нагревающиеся поверхности. Барьеры могут располагаться в зоне 2 во внешней оболочке со степенью защиты не ниже IP54. Маркировка взрывозащиты вида «n» – 2Ex nA IIC T4 Gc X.

Высокий уровень метрологических характеристик

Все барьеры искрозащиты НПФ «КонтрАвт» гарантируют высокий уровень метрологических характеристик:

- класс точности 0,1,
- широкий диапазон температур эксплуатации (–40...+70 °C),
- отличную температурную стабильность,
- высокую степень устойчивости к воздействию электромагнитных помех.

Сертификаты

Барьеры КА5000Ex имеют сертификаты соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011) и уровня полноты безопасности 2 (SIL2) и 3 (SIL3).

Дополнительные опции (Шинный соединитель и HART)

В качестве первой дополнительной опции в некоторых модификациях всех моделей токовых барьеров присутствует шинный соединитель.

Наличие шинного соединителя также позволяет организовать питание 24 В группы барьеров. Если на одной DIN-рейке рядом располагается много приборов, то из соображений удобства их питание рекомендуется организовать именно по шине.

РИСУНОК 5. Шинный соединитель как опция



Возможны два варианта организации такого питания группы барьеров:

- Питание подается на клеммы одного барьера, далее через него питание поступает на шину и соответственно на другие барьеры. Таким способом можно запитать группу до 5 барьеров.
- Питание можно подать непосредственно на шину с помощью разъемного клеммного соединителя (не входит в комплект поставки барьеров и приобретается отдельно). Так можно запитать до 30 барьеров любых модификаций.

В качестве второй дополнительной опции данная группа барьеров искрозащиты обеспечивает (там, где это необходимо) передачу сигналов по протоколу HART.

Унифицированный токовый сигнал 4...20 мА довольно часто формируют на выходе весьма интеллектуальные устройства (датчики давления, расхода, температуры со встроенным в головку нормализатором и т.п.).

В этих случаях бывает необходимо, кроме передачи основного аналогового сигнала 4...20 мА, передавать и дополнительную информацию (данные о процессе, параметры настройки прибора, диагностические данные, калибровочные данные, диагностическую информацию) из взрывоопасной зоны.

Есть потребность и в обратной передаче дополнительной информации, например, при дистанционном конфигурировании (настройке) устройства во взрывоопасной зоне. То есть нужно осуществлять двунаправленную передачу цифровых данных без прерывания аналогового сигнала 4...20 мА по тем же линиям.

Данный обмен цифровыми данными обеспечивается по протоколу HART, когда модулированный цифровой сигнал протокола HART накладывается на аналоговый сигнал 4...20 мА.

Модификации с протоколом HART доступны у всех моделей барьеров, за исключением двухканальных приемника КА5022Ex и передатчика КА5132Ex.

В статье рассмотрена группа аналоговых барьеров, предназначенных для работы с унифицированным сигналом 4...20 мА, и описаны их характеристики. В следующих публикациях специалисты компании расскажут о других типах барьеров искрозащиты КА5000Ex из широкой номенклатуры НПФ «КонтрАвт». •

KEYWORDS: spark protection, explosive production, industrial safety, automation, electrical circuits, intrinsic protection barriers, intrinsic safety barriers.

АНАЛИЗ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ

и подбор оптимальной дисперсной фазы эмпирическим путем

Трушин Денис Викторович
аспирант ОНД ИШПР,
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет

Минаев Константин Мадестович
ОНД ИШПР,
доцент, к.х.н.

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПОДБОРУ ОПТИМАЛЬНОЙ ДИСПЕРСНОЙ ФАЗЫ ДЛЯ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ. В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ В ПРЯМЫХ ЭМУЛЬСИЯХ ПРЕДЛАГАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛЬНЯНОГО МАСЛА. АВТОРЫ ПРИВОДЯТ РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ И АНАЛИЗИРУЮТ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПОЛУЧЕННЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ СИСТЕМ

THE PAPER EXAMINES THE RESULTS OF LABORATORY STUDIES ON THE SELECTION OF THE OPTIMAL DISPERSED PHASE FOR A DRILLING FLUID BASED ON A DIRECT EMULSION. AS AN ALTERNATIVE TO THE HYDROCARBON COMPONENT IN DIRECT EMULSIONS, THE USE OF LINSEED OIL IS PROPOSED. THE RESULTS OF LABORATORY TESTS ARE PRESENTED, AND THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF THE RESULTING EMULSION SYSTEMS ARE ANALYZED

Ключевые слова: бурение, строительство скважин, буровой раствор на основе прямой эмульсии, буровой раствор на углеводородной основе.

Большое количество месторождений в России находятся на завершающей стадии разработки. Зачастую на таких месторождениях довольно уплотненная сетка скважин и большое количество скважин для поддержания пластового давления (ППД). Также в стране постоянно фиксируется рост доли горизонтального бурения, который в 2023 году превысил 60% [3]. В таких условиях намечается тенденция на усложнение профилей скважин, ведь при построении профиля на заданную геологическую цель необходимо учитывать риски, в том числе по сближению с соседними скважинами и возможным попаданием в зону влияния скважин для ППД. В данных реалиях нередки случаи, когда расчеты показывают, что профиль скважины является «небуримым» при использовании традиционного биополимерного бурового раствора в связи с невозможностью доведения нагрузки до долота либо недохождением хвостовика до проектной глубины. Тогда обоснованным является применение раствора на углеводородной основе (РУО), который снизит коэффициенты трения в скважине и позволит решить вышеперечисленные проблемы. Однако РУО имеет ряд недостатков, среди которых высокая стоимость, необходимость применения дополнительного оборудования и повышенные требования к технике безопасности.

ФАКТЫ

60%

превысила доля горизонтального бурения в России в 2023 году

Эмульсия с нефтью

демонстрирует самые низкие смазывающие способности и реологические параметры в сравнении с другими образцами

В такой ситуации хорошей альтернативой может стать применение бурового раствора на основе прямой эмульсии.

Эмульсии представляют собой дисперсные системы, образованные взаимно нерастворимыми друг в друге жидкостями. Жидкость, являющаяся непрерывной в эмульсии, называется дисперсионной (внешней) средой, а диспергированная (раздробленная) – дисперсной фазой. Если дисперсионная среда эмульсии представлена полярной жидкостью, например, водой, то такая эмульсия называется прямой, или эмульсией I рода «масло в воде» (м/в). Если же дисперсионная среда представлена неполярной или малополярной жидкостью, называемой, как правило, маслом, то эмульсия называется обратной, или эмульсией II рода «вода в масле» (в/м) [1].

Подтверждением результативности применения бурового раствора на основе прямой эмульсии служит ряд научных исследований. Например, в статье [2] описываются опытно-промышленные испытания, результат которых подтвердил возможность строительства скважин с горизонтальным участком длиной более 1000 м с использованием ВЗД. Также зафиксировано превышение фактических дебитов над плановыми на 5%. В работе [4] представлен опыт бурения скважин на прямой эмульсии в условиях АНПД и потенциальных поглощений. В результатах зафиксировано успешное безаварийное бурение семи горизонтальных интервалов.

Лабораторные испытания

Для изучения свойств бурового раствора на основе прямой эмульсии в научно-инновационной

ТАБЛИЦА 1. Рецепт боровых растворов

Название химического реагента	Единица измерения	Номер образца			
		1	2	3	4
Каустическая сода	кг/м ³	1	1	1	1
Кальцинированная сода	кг/м ³	1	1	1	1
Галит	кг/м ³	80	80	80	80
Ксантановая камедь	кг/м ³	4	4	4	4
Микрорамор МК	кг/м ³	100	100	100	100
Известь	кг/м ³	0	0	0	0
Крахмал	кг/м ³	20	20	20	20
Полигликоли-3	кг/м ³	5	5	5	5
Нефть	л/м ³	0	100	0	0
Льняное масло	л/м ³	0	0	100	0
Дизельное топливо	л/м ³	0	0	0	100
Бактерицид	л/м ³	1	1	1	1
Эмульгатор	л/м ³	0	12,5	12,5	12,5

ТАБЛИЦА 2. Свойства используемых дисперсионных фаз

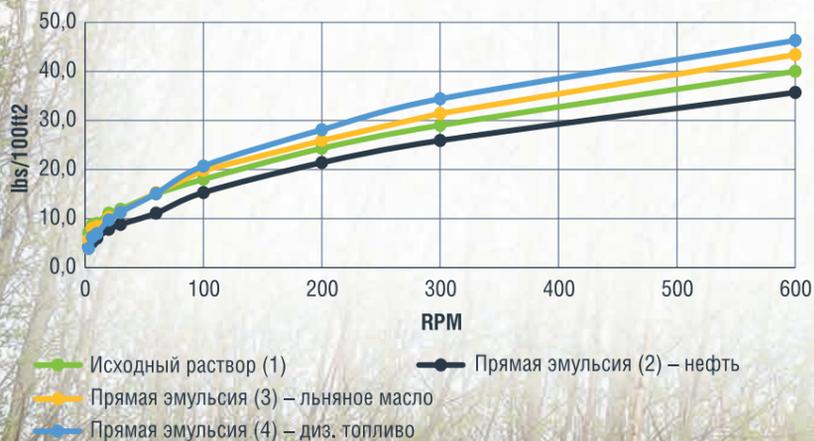
Дисперсионная фаза	Плотность кг/м ³	Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с
Нефть	853,0	9,57
Льняное масло	930,0	15,5
Дизельное топливо	841,0	3,9

ФАКТЫ
Эмульсия с дизтопливом
показала высокие смазывающие способности и реологические характеристики

ТАБЛИЦА 3. Параметры буровых растворов на основе прямой эмульсии

Название химического реагента	Единица измерения	Номер образца			
		1	2	3	4
Температура замера	°С	25	25	25	25
ПВ	сП	11	9,8	12,0	11,9
ДНС	lbs/100ft ²	18	16,1	19,4	22,5
СНС (10 сек)	lbs/100ft ²	7,6	5,0	6,3	4,4
СНС (10 мин)	lbs/100ft ²	11,2	7,0	8,8	6,7
ВНСС (0,3 RPM)	сПз	14133	5233	8300	5367
Фильтрация 7,5/30 мин	мл	2,6/5,3	1,2/3,4	0,8/2,6	1,0/2,0
600 RPM	lbs/100ft ²	40,0	35,7	43,4	46,3
300 RPM	lbs/100ft ²	29,0	25,9	31,4	34,4
200 RPM	lbs/100ft ²	24,3	21,4	25,9	28,1
100 RPM	lbs/100ft ²	18,0	15,3	19,8	20,7
60 RPM	lbs/100ft ²	15,0	11,1	15,3	15,1
30 RPM	lbs/100ft ²	11,9	8,8	11,3	11,3
20 RPM	lbs/100ft ²	11,1	7,8	10,3	9,7
10 RPM	lbs/100ft ²	9,0	6,0	8,4	6,9
6 RPM	lbs/100ft ²	8,7	5,2	8,0	6,2
3 RPM	lbs/100ft ²	7,2	4,2	5,6	3,9
КТК	градус угловой, °	9	7	5	5
К смазывающей способности	–	0,32	0,11	0,09	0,09
% смазывающей способности	%	–	65,67	70,15	70,19

РИСУНОК 1. Реологические модели образцов



лаборатории «Буровые промывочные и тампонажные жидкости» на базе Томского политехнического университета был проведен ряд исследований.

В качестве исходного бурового раствора (образец № 1) применялся ингибированный биополимерный буровой раствор на основе бинарных солей (Na, K). В качестве структурообразующего компонента применялся биополимер – ксантановая камедь. В качестве дисперсной фазы для приготовления прямой эмульсии применялись: нефть (образец № 2), льняное масло (образец № 3), дизельное топливо (образец № 4). Рецепт исходного бурового раствора и прямых эмульсий представлена в таблице 1. Свойства используемых дисперсионных фаз представлены в таблице 2.

Приготовление исходного бурового раствора осуществлялось с использованием верхнеприводной мешалки со скоростью от 600 до 2000 об/мин. Далее приготовленный раствор отстаивается в течении 24 часов. После отстаивания буровой раствор перемешивается верхне-проводной мешалкой и производится замер параметров.

Для приготовления прямой эмульсии исходный раствор перемешивался с использованием миксера «Hamilton Beach» со скоростью от 10 000 до 14 000 об/мин. Ввод дисперсной фазы и эмульгатора осуществлялся во время перемешивания струей на край воронки.

После пятнадцати минут перемешивания производился замер параметров. Параметры буровых растворов на основе прямой эмульсии представлены в таблице 3.

Замер реологических параметров производился с использованием вискозиметра «OFITE 900». На основе полученных данных составлялись реологические модели образцов (представлены на рисунке 1).

Замер фильтрации производился при комнатной температуре и давлении 100 psi. У всех образцов наблюдалось существенное снижение фильтроотдачи. Результаты замеров фильтрации представлены в таблице 4.

ТАБЛИЦА 4. Результаты замеров фильтрации образцов

	Образец 1 (исходный буровой раствор)	Образец 2 (прямая эмульсия с нефтью)	Образец 3 (прямая эмульсия с льняным маслом)	Образец 4 (прямая эмульсия с дизельным топливом)
Фильтрация, мл/30 мин	5,3	3,4	2,6	2,0

ТАБЛИЦА 5. Результаты исследования седиментационной устойчивости

	Образец 2 (прямая эмульсия с нефтью)	Образец 3 (прямая эмульсия с льняным маслом)	Образец 4 (прямая эмульсия с дизельным топливом)
Исходное состояние			
24 часа при комнатной температуре			

Замер смазывающей способности проводился на тестере предельного давления и смазывающей способности «OFITE 112-00».

Далее было проведено исследование седиментационной устойчивости растворов методом отстаивания в мерных цилиндрах при комнатной температуре. По результатам, приведенным в таблице 5, по истечении 24 часов при комнатной температуре остались стабильными все образцы.

Заключение

В результате проведенных исследований получены три стабильные эмульсионные системы, произведен замер их параметров и оценка седиментационной устойчивости.

ФАКТЫ

Эмульсия с льняным маслом

обладает самыми сбалансированными параметрами, а смазывающие свойства не уступают эмульсии с дизельным топливом

Прямая эмульсия с нефтью (образец № 2) показала самые низкие смазывающие способности и реологические параметры в сравнении с другими образцами. Однако данные реологические параметры указывают на меньшие гидравлические потери при циркуляции промывочной жидкости в скважине и возможность избежать превышения максимальной ЭЦП, что актуально при бурении пластов, склонных к поглощению бурового раствора. Также немаловажный фактор, который располагает к применению данной прямой эмульсии, – относительно низкая стоимость нефти, в сравнении с другими дисперсными фазами, а также ее доступность и возможность быстрой доставки в пределах месторождения.

У прямой эмульсии с дизельным топливом (образец № 4) отмечены высокие смазывающие способности, а также реологические характеристики, что указывает на повышенные способности промывочной жидкости к выносу шлама из ствола скважины.

Прямая эмульсия с льняным маслом (образец № 3) обладает самыми сбалансированными параметрами, а по смазывающей способности не уступает эмульсии с дизельным топливом. Помимо этого, стоит отметить, что использование растительного масла в качестве дисперсной фазы вместо углеводородной составляющей, снижает экологические риски для окружающей среды. ●

Литература

1. Волков А.А. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий / А.А. Волков, В.Д. Балашова, О.Ю. Коновальчук, И.И. Волкова // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 5. – С. 40–42.
2. Камаев И.В. Бурение горизонтальных участков скважин с применением бурового раствора на основе прямой эмульсии и винтового забойного двигателя / И.В. Камаев, А.Б. Харитонов, Е.В. Тихонов [и др.] // Бурение и нефть. – 2023. – № 3. – С. 48–51.
3. Касаткин Д.В. Обзор рынков добычи и нефтесервиса / Д.В. Касаткин // Бурение и нефть. – 2024. – № 1. – С. 3–15.
4. Тихонов Е.В. Бурение продуктивных горизонтов с пониженным пластовым давлением в Западной Сибири: прямая эмульсия «масло в воде» BARADRIL-N @/Mineral Oil / Е.В. Тихонов, С.А. Соковнин, А.П. Долматов [и др.] // Бурение и нефть. – 2013. – № 10. – С. 50–52.

KEYWORDS: drilling, well construction, direct emulsion drilling mud, hydrocarbon-based drill mud.

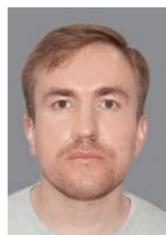


ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ для традиционных методов

СЕГОДНЯ ЗАПАСЫ ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ЧАСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАШЕЙ СТРАНЫ ОТНОСЯТСЯ К ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМ. ЭТО ЗНАЧИТ, ЧТО ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ИХ ДОБЫЧИ ПОЛНОСТЬЮ ЗАВИСИТ ОТ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИМЕНЯЮТ МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ СНИЗИТЬ ЗАТРАТЫ НА ДОБЫЧУ И СОКРАТИТЬ ВРЕМЯ РАБОТ. ОДИН ИЗ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ ЗАКОНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ МГРП – PLUG&PERF – СИСТЕМА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ С УСТАНОВКОЙ МОСТОВЫХ ПРОБОК И ПРОВЕДЕНИЕ ПЕРФОРАЦИИ. ПРЕИМУЩЕСТВОМ ЭТОГО МЕТОДА ЯВЛЯЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬ УСТАНОВИТЬ ПАКЕР-ПРОБКУ И ПРОВЕСТИ ПЕРФОРАЦИЮ ЗА ОДНУ СПУСКО-ПОДЪЕМНУЮ ОПЕРАЦИЮ. КАКИЕ СОВРЕМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ ВЕДУЩИЕ КОМПАНИИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ МГРП ПО ТЕХНОЛОГИИ PLUG&PERF ?

TODAY, THE RESERVES OF A SIGNIFICANT PART OF THE FIELDS IN OUR COUNTRY ARE CONSIDERED HARD TO RECOVER. THIS MEANS THAT THE EFFICIENCY AND PROFITABILITY OF THEIR PRODUCTION COMPLETELY DEPEND ON THE TECHNOLOGIES USED. TO INCREASE OIL RECOVERY FROM LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS, MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING, WHICH REDUCES PRODUCTION COSTS AND SHORTENS THE TIME OF WORK, IS USED. ONE OF THE MOST EFFECTIVE METHODS FOR COMPLETING HORIZONTAL WELLS DURING MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING IS PLUG&PERF SYSTEM FOR INTENSIFYING PRODUCTION WITH THE INSTALLATION OF A BRIDGE PLUG IN THE PERFORATION ZONE. THE ADVANTAGE OF THIS METHOD IS THE ABILITY TO INSTALL A PACKER PLUG IN ONE TRIP. WHAT MODERN SOLUTIONS DO LEADING COMPANIES OFFER FOR THE EFFICIENT IMPLEMENTATION OF MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING OPERATIONS USING PLUG&PERF TECHNOLOGY?

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, увеличение нефтеотдачи, растворимая пакер-пробка, зацементированный полнопроходный «хвостовик», обсаженный ствол.



Лазарев Пётр
менеджер по развитию
бизнеса – владелец продукта
«Растворимые пробки»
и «Растворимые заглушки»,
ООО «Ойл Энерджи»

В сентябре 2023 года специалисты подразделения М14 компания «Ойл Энерджи» провели успешные цеховые испытания новой разработки – растворимой пакер-пробки MEDUSA-114 для проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в зацементированном полнопроходном «хвостовике» типоразмера 114,3 по технологии Plug&Perf, открывающей большие возможности проведения операций МГРП благодаря особому подходу.

Plug&Perf: особенности и преимущества технологии

Проведение МГРП по технологии Plug&Perf в обсаженном стволе представляет собой поэтапный процесс, включающий спуск и установку пакер-пробки на геофизическом кабеле или гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ), проведение перфорации колонны (за один рейс с установкой пакер-пробки), сброс шара и гидроразрыв пласта.

РЕКЛАМА

Одна из главных особенностей этой технологии заключается в возможности проведения стадии гидроразрыва в любом интервале «хвостовика» с точным позиционированием, что значительно расширяет диапазоны ее применения.

К ключевым преимуществам технологии следует отнести:

- неограниченное количество стадий,
- возможность индивидуального подбора плотности перфорации для каждой стадии,
- полнопроходное сечение колонны до и после проведения операций ГРП,
- отсутствие потребности в установке и компоновке «хвостовика» дополнительных элементов в виде муфт с седлами ГРП и пакеров.

История разработки

Первые шаги в разработке растворимой пакер-пробки для технологии Plug&Perf команда М14 предприняла в 2019 году, однако в тот период времени технология не была в достаточной мере востребована на отечественном рынке и, как это обычно бывает с инновациями, опережающими свое время, дальнейшая работа временно была остановлена.

К НИОКР вернулись в сентябре 2022 года и уже через год был получен успешный MVP. Однако, у первых прототипов изделия были недоработанные

РИСУНОК 1. Первый опытный экземпляр Ойл Энерджи растворимой пакер-пробки Plug'n'Perf



моменты: разработчикам пришлось столкнуться с необходимостью решать такие задачи, как негерметичность при высоких давлениях и исправление конструктивных недостатков.

Стоит отметить, что на рынке уже существовали импортные аналоги, которые можно было без особых усилий «скопировать» и быстро получить готовое решение, способное сразу принести прибыль. Реинжиниринг таких продуктов экономически более выгоден: копирование изделий обходится относительно недорого, а локализация производства была бы значительно дешевле, чем зарубежные аналоги.

Однако этот подход не соответствует внутренним принципам «Ойл Энерджи». Именно для создания собственных уникальных, высокоэффективных решений была в свое время создана команда М14. Изучая опыт применения данных изделий на внутреннем рынке, отмечались конструктивные недостатки, которые также требовали доработки, поэтому в случае их использования стоит закладывать возможную погрешность на негативный результат работ, что в свою очередь может иметь репутационные последствия для любого производителя.

Стимулом для разработки новой модели, которая уже получила имя MEDUSA, стал запрос от клиента на растворимую пакер-пробку для технологии Plug&Perf с конкретными требованиями.

РИСУНОК 2. Опытный экземпляр растворимой пакер-пробки Plug'n'Perf v.1.3 (2022 г.)



РИСУНОК 3. Экземпляры пакер-пробок Plug'n'Perf различных поставщиков и модификаций



Технические усовершенствования и испытания

Для повышения надежности пакер-пробки в процессе эксплуатации специалисты разработали модель, исключая конструктивные недостатки предыдущих версий.

Были проведены многочисленные циклы испытаний, включающие имитацию доставки пакер-пробки от устья до целевой глубины, тестирование на разобщение интервалов в различных средах и условиях, а также оценку поведения изделия в пластовом флюиде при разных температурах.

РИСУНОК 4. Стендовые испытания пакер-пробки MEDUSA-114



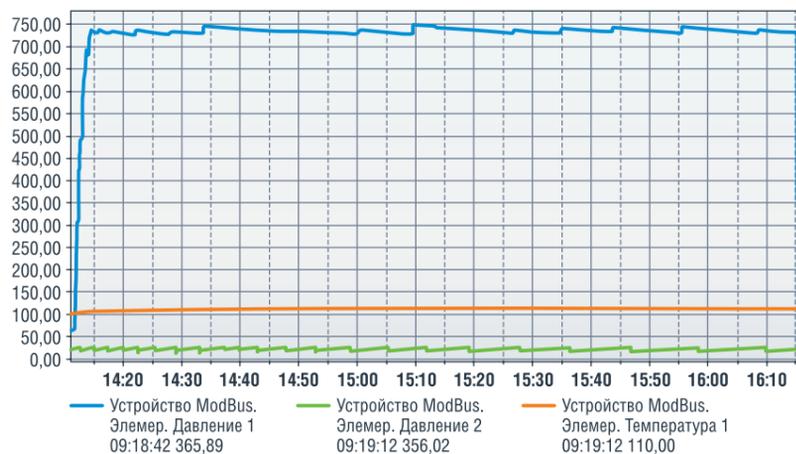
РИСУНОК 6а. Фото пакер-пробки MEDUSA-114 с резиновым уплотнительным элементом



РИСУНОК 6б. Фото пакер-пробки MEDUSA M-114 с металлическим уплотнительным элементом



РИСУНОК 5. График разобщения интервалов пакер-пробкой MEDUSA-114 при дифференциальном давлении до 700 бар и температуре 120 °С



надежность пакер-пробки при высоких температурах и в агрессивных средах, где резина ведет себя менее стабильно.

Технические характеристики и готовность изделия

На текущий момент растворимая пакер-пробка MEDUSA представлена в двух модификациях (MEDUSA и MEDUSA M), разработанных под два типоразмера колонн (114,3 мм и 139,7). Пакер-пробка способна выдерживать максимальное

модификацией изделия, в которой уплотнение достигается за счет плотного контакта металлических элементов, что повышает

Пакер-пробка доказала свою надежность при давлении до 700 бар и температурах до 120 °С и полностью растворялась в среде, имитирующей скважинный флюид в течение 350 часов при температуре 60 °С и в течение 168 часов при температуре 120 °С.

MEDUSA-114 и MEDUSA M-114

В процессе разработки были созданы две модификации пакер-пробки: MEDUSA 114 и MEDUSA M-114. Чем они отличаются?

MEDUSA 114 использует резину в качестве уплотнительного элемента, обеспечивающего надежное разобщение интервалов при стандартных условиях эксплуатации. Модель MEDUSA M-114, где «М» обозначает «металлическая версия», является

РИСУНОК 7. График ГВЗД 200-1000 бар стендовых испытаниях пакер-пробки MEDUSA M-114 при температуре 100 °С

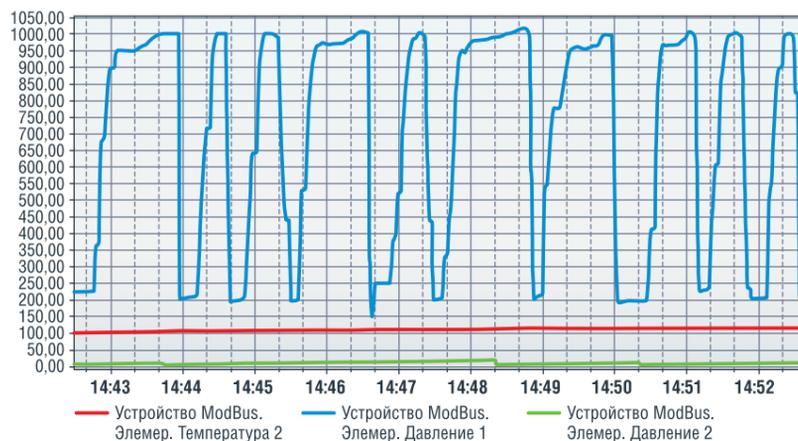
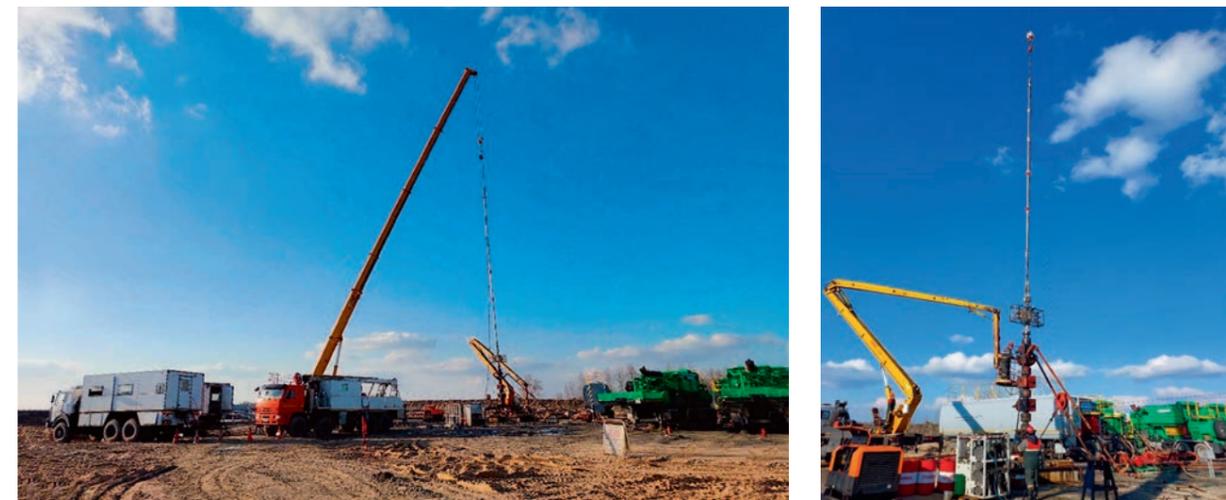


РИСУНОК 8. Работы МГРП по технологии Р&Р на месторождении



дифференциальное давление до 100 МПа и обеспечивает гарантированное разобщение интервалов в течение 72 часов в зависимости от температуры. MEDUSA M-114, благодаря металлическому уплотнению, может работать при повышенных температурах до 120 °С, соответствуя при этом заявленным требованиям и характеристикам.

Опыт применения

Растворимые пакер-пробки уже прошли опытную апробацию на ряде месторождений. Так на одном объекте пакер-пробки MEDUSA устанавливались при освоении скважины, методом МГРП по технологии Plug&Perf на геофизическом кабеле; количество стадий – 5. Установка пакер-пробок производилась с применением взрывного компактного посадочного инструмента. Пакер-пробки устанавливались в колонне 114,3 мм с толщиной стенки 8,56 мм. Пластовая температура в месте установки пакер-пробок 56,3 °С. При прокачке компоновки и установке пакер-пробок в заданных интервалах, а также выполнении стадий МГРП осложнений и негерметичности с пакер-пробками MEDUSA выявлено не было.

По окончании работ МГРП были выполнены предусмотренные планом работы по нормализации и очистки забоя скважины с применением койлтубинговой установки ГНКТ 50,8 мм. Среднее время фрезерования пакер-пробок с учетом отмытия пропанта составило 0,43 ч без осложнений.

Пакер-пробка MEDUSA позволяют проводить МГРП по технологии Plug&Perf в широком спектре эксплуатационных условий, обеспечивая высокую эффективность и снижая технологические риски

Время с момента установки пакер-пробок до начала фрезерования составляло от 232,5 до 243 часов.

Итоги первых промысловых работ

Испытания на скважинах подтвердило высокую эффективность и надежность растворимых пакер-пробок MEDUSA в различных геолого-технических условиях. Применение пакер-пробок позволило:

- Без осложнений произвести спуск и активацию всех элементов геофизической КНК;
- Качественно и без отклонений выполнить разобщение интервалов при проведении МГРП по технологии Plug&Perf;
- Подтвердить надежность пакер-пробок при высоких давлениях;
- Исключить осложнения в процессе фрезерования там, где оно было предусмотрено планом работ.

РИСУНОК 9. Работы МГРП по технологии Р&Р на месторождении – подготовка геофизической КНК с перфоратором и пакер-пробкой к спуску в скважину

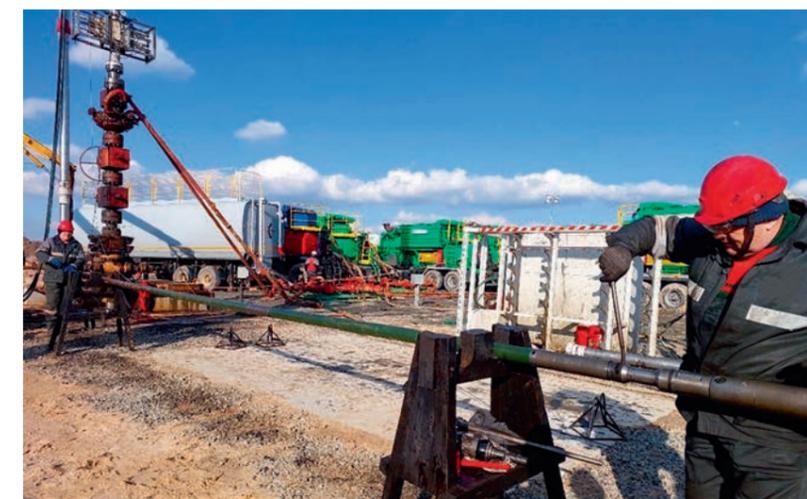
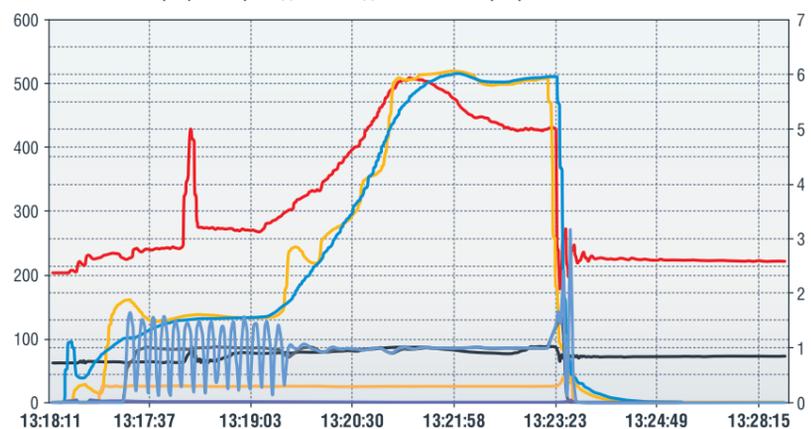
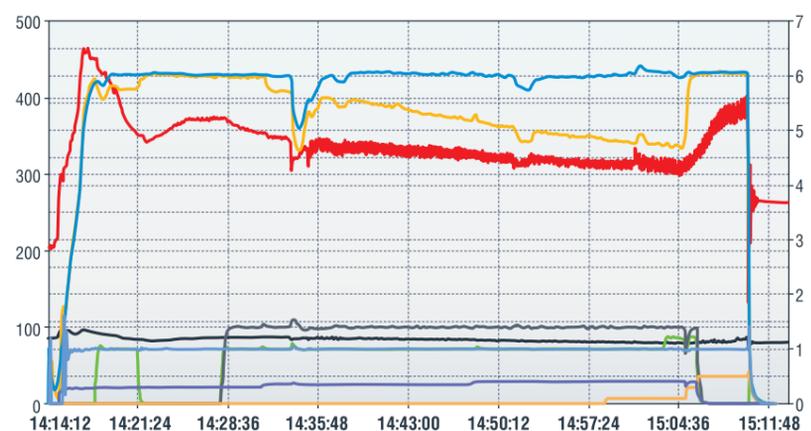


РИСУНОК 10. Графики проведения стадии ГРП с пакер-пробкой MEDUSA



— Давление на устье, атм — (УСЗ) Расход смеси, м³/мин — (УСЗс1) Конц. УрАР-2, кг/м³
 — Давление в затрубье, атм — (УСЗж3) Конц. УрНТ-7, л/м³ — (УСЗс2) Конц. УрСар-ЛТ, кг/м³
 — (УСЗ) Расход жидкости, м³/мин — (УСЗж6) Конц. УрВС-D2/А, л/м³ — (УХР13) Конц. УрFCS-1/8, л/м³
 — (УХР15) Конц. Аtren D-Em, л/м³



— Давление на устье, атм — (УСЗ) Расход смеси, м³/мин — (УСЗс1) Конц. УрАР-2, кг/м³
 — Давление в затрубье, атм — (УСЗж3) Конц. УрНТ-7, л/м³ — (УСЗс2) Конц. УрСар-ЛТ, кг/м³
 — (УСЗ) Расход жидкости, м³/мин — (УСЗж6) Конц. УрВС-D2/А, л/м³ — (УХР13) Конц. УрFCS-1/8, л/м³
 — (УХР15) Конц. Аtren D-Em, л/м³

Полученные результаты работ на скважинах открывают перспективы для более широкого внедрения пакер-пробок MEDUSA на других месторождениях в совершенно других геолого-технических условиях, а также способствуют развитию новых модификаций и исполнений изделия, адаптированных к специфическим условиям залежей.

Проблемы и вызовы

Несмотря на достигнутые успехи в части разработки пакер-пробок, сама технология Plug&Perf сталкивается с рядом вызовов. Высокая стоимость в виду привлечения дополнительного сервисного сопровождения по-прежнему остается препятствием для широкого распространения

Растворимая пакер-пробка MEDUSA качественно отличается от аналогов тем, что она разработана с учетом адаптации под технические условия российских месторождений

технологии в отечественной практике. Кроме того, тенденция извлекаемых запасов в направлении увеличения рабочих давлений до 100 МПа, рабочих температур до 150 °С, указывают на необходимость дальнейшей эволюции изделия.

Заключение

Благодаря качественному позиционированию этапов ГРП и удобству установки пакер-пробок на геофизическом кабеле или ГНКТ, реализация

многостадийного гидроразрыва по технологии Plug&Perf становится максимально эффективной, повышая нефтеотдачу за счет точного воздействия на целевые интервалы. Внедрение данной технологии способно существенно повысить производственные показатели при освоении и эксплуатации скважин на различных месторождениях.

Растворимая пакер-пробка MEDUSA качественно отличается от ряда аналогичных изделий, существующих на рынке тем, что она разработана с учетом адаптации под технические условия российских месторождений. Благодаря комплексному подходу к разработке учитывающий большое количество влияющих на работу факторов, пакер-пробки MEDUSA позволяют проводить МГРП по технологии Plug&Perf в широком спектре эксплуатационных условий, обеспечивая высокую эффективность и снижая технологические риски.

Расширение взаимодействия по технологии Plug&Perf с отечественными компаниями позволит:

- развивать адаптированные к специфике региона модификации и улучшенные версии пакер-пробок для различных условий;
- сократить затраты и сроки внедрения за счет локального производства, сервисного и экспертного сопровождения;

- повысить технологическую независимость российского рынка.

В условиях не самой простой геэкономической обстановки продолжение развития совместных проектов и внедрение технологии в России представляет логичную и перспективную стратегию развития в сфере многостадийного ГРП. ●

KEYWORDS: multi-stage hydraulic fracturing, increased oil recovery, soluble packer plug, cemented full-bore "shank", cased borehole.

OIL ENERGY
THE POWER OF INNOVATION

PLUG&PERF

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ НГКМ

Скворцова Елена Николаевна
доцент кафедры «Переработка нефти и газа»,
Тюменский индустриальный университет,
К.Т.Н.

Дерюгина Ольга Павловна
доцент кафедры «Переработка нефти и газа»,
Тюменский индустриальный университет,
К.Т.Н.

Савченков Андрей Леонидович
доцент кафедры «Переработка нефти и газа»,
Тюменский индустриальный университет,
К.Т.Н.

СЕГОДНЯ ОГРОМНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, СОСРЕДОТОЧЕННЫЕ В НЕДРАХ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ, НАХОДЯТСЯ В ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ПЛАСТАХ НА ГЛУБИНЕ СВЫШЕ 4000 М ЛИБО НА ОТНОСИТЕЛЬНО НЕБОЛЬШОЙ ГЛУБИНЕ В ТАК НАЗЫВАЕМЫХ БИТУМИНОЗНЫХ ШАХТАХ. В СВЯЗИ С ЭТИМ ВОЗНИКАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ БОЛЕЕ ДЕТАЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ, ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИХ ИЗМЕНЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭТАПОВ ПЕРЕРАБОТКИ БИТУМИНОЗНЫХ НЕФТЕЙ. АВТОРЫ СТАТЬИ ПРИВОДЯТ ДАННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ ТРИЗ ТАЗОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

TODAY, HUGE RESERVES OF HYDROCARBON RAW MATERIALS CONCENTRATED IN THE DEPTHS OF THE EARTH'S SURFACE ARE LOCATED IN HARD-TO-RECOVER LAYERS AT A DEPTH OF OVER 4,000 M, OR AT A RELATIVELY SHALLOW DEPTH IN THE SO-CALLED BITUMINOUS MINES. IN THIS REGARD, THERE IS A NEED FOR A MORE DETAILED STUDY OF THE PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES, IDENTIFYING PATTERNS OF THEIR CHANGE TO PREDICT THE STAGES OF THE PROCESSING BITUMINOUS OILS. THE AUTHORS OF THE ARTICLE PRESENT DATA FROM AN EXPERIMENT ON THE PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF THE HARD-TO-RECOVER TAZOVSKY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, битуминозная нефть, физико-химические свойства, фракционный состав.

О трудноизвлекаемых запасах нефти заговорили еще в конце 70-х годов, когда были разведаны запасы баженовской, абалакской и фроловской свит в Западной Сибири. Трудноизвлекаемые залежи (месторождения либо их части) отличаются сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими свойствами, разработка которых существующими технологиями экономически нецелесообразна [11].

В настоящее время запасы легкоизвлекаемой нефти в России и в мире стремительно сокращаются. Наряду с этим огромнейшие запасы углеводородного сырья, сосредоточенного в недрах земной поверхности, находятся в трудноизвлекаемых пластах на глубине свыше 4000 м либо на относительно небольшой глубине в так называемых битуминозных шахтах. Залежи этих шахт представляют собой ценнейшее сырье для нефтепереработки. В связи с этим возникает необходимость более детального изучения физико-химических свойств, выявления закономерностей их изменения для прогнозирования этапов переработки битуминозных нефтей.

В России структура запасов меняется в сторону все более и более сложно добываемых. На сегодняшний день более половины запасов нефти в России относится к трудноизвлекаемым.

Разработка запасов «трудной» нефти сохранит текущий объем добычи и сделает экономику в целом более конкурентоспособной [10].

Разработка запасов нефти в баженовской свите требует значительных капитальных затрат и связана с повышенным инвестиционным риском. По оценке специалистов ряда компаний, средние удельные текущие затраты на добычу нефти из отложений баженовской свиты примерно в 2,2 раза выше затрат при разработке традиционных объектов. Вместе с тем, освоение запасов баженовской свиты выглядит привлекательнее ряда альтернативных направлений, ориентированных на поддержание нефтедобычи, например, северного шельфа восточнее Урала и новых слабо освоенных районов Восточной Сибири. В регионе, где эта свита простирается, уже есть вся необходимая инфраструктура, поэтому можно рассчитывать на меньшие затраты и сниженный ущерб для окружающей среды [1].

ФАКТЫ

В **2,2** раза

затраты на добычу нефти из отложений баженовской свиты превышают средние удельные текущие затраты при разработке традиционных объектов

Технологический портфель нефтяных компаний состоит сегодня из сотен проектов, направленных на максимизацию нефтеотдачи на традиционных месторождениях, а также на обеспечение доступа и возможности эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов. В частности, компании работают над такими технологиями, как совершенствование конструкции горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пластов (МГРП), интегрированный инжиниринг, строительство высокотехнологичных скважин, совершенствование системы бассейнового моделирования в сложных геологических зонах. Таким образом, внедрение новых технологий позволяет сегодня увеличить степень доступа к ресурсной базе, которая еще вчера считалась нерентабельной из-за сложного геологического строения.

Заложенный в проекте Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2035 года сбалансированный сценарий прогноза добычи нефти и газового конденсата в России, опирающийся на базовый сценарий проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года, предполагает увеличение добычи нефти с месторождений ТРИЗ к 2035 году до 82 миллиона тонн в год, из них 44,6 миллиона тонн – это те запасы, которые уже включены в проектно-технологическую документацию, еще 37,5 миллиона тонн – это новые запасы, которые еще нужно прирастить.

В статье приводятся данные эксперимента по физико-химическим свойствам

ТАБЛИЦА 1. Фракционный состав нефти (по ГОСТ 2177-99)

Начало кипения, °С	604-1087	2147-2235	3418-3637	3772-3843	3850-3998
	224	213	218	210	206
Температура, °С	Отгон, % объемный				
240	1,5	1	1,8	2	2
250	3	2,5	3,5	3,5	4,5
260	5	5	5,8	5,5	7
280	9,5	10	9,5	9,5	11
300	14,2	15	15,3	15	16,5
Общий выход, % об.	14,2	15	15,3	15	16,5
Остаток, % об.	84,3	83,5	83,2	83,5	82,0
Потери при перегонке, % об.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

нефти Тазовского нефтегазоконденсатного месторождения и их изменению. Данное нефтегазоконденсатное месторождение находится возле поселка Газ-Сале Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Месторождение было открыто в 1962 году и на момент открытия по запасам газа превосходило все разведанные месторождения Западной Сибири (186 млрд м³). На 2021 год геологические запасы месторождения оценивались в 419 млн т нефти и 225 млрд м³ газа.

Месторождение разрабатывалось с 1971 года лишь для обеспечения поселка Тазовский и Газ-Сале газом. В промышленных масштабах месторождение не разрабатывалось до 2021 года. В июне 2021 года компания «Газпром нефть» начала промышленную добычу углеводородов на Тазовском месторождении. Скважины Тазовского месторождения являются одними из наиболее сложных в практике. Углеводородное сырье характеризуется высоким газовым фактором, преобладанием высоковязкой нефти, низкой температурой пласта [2].

Для выявления закономерностей изменения свойств нефти в пределах одного продуктивного пласта на базе физико-химической лаборатории ООО «Геохим» были исследованы пробы нефти Тазовского месторождения скважины 92ПО в пределах пласта Ач4-Ач6 в интервалах перфорации 604–1087 м, 2147–2235 м, 3418–3637 м, 3772–3843 м, 3850–3998 м.

Для получения достоверных данных результатов испытаний с целью выявления закономерностей изменения физико-химических свойств тяжелой (битуминозной) нефти была составлена программа исследований пробы нефти Тазовского месторождения. Нефть данного месторождения относится к типу битуминозных, относительная плотность колеблется в пределах 930–1000 кг/м³.

По программе нефть исследуется в три этапа:

- 1 этап – определение физико-химических свойств нефти Тазовского месторождения;
- 2 этап – разгонка пробы нефти на аппарате АРН-2 для выделения 10-градусных фракций и построения кривой ИТК;

ФАКТЫ

186

млрд м³

составляли запасы газа Тазовского месторождения на момент открытия в 1962 году

- 3 этап – путем компаундирования из 10-градусных фракций, полученных на аппарате АРН-2, составляются товарные продукты переработки нефти Тазовского месторождения (керосиновые фракции (120–230 °С, 150–280 °С), дизельные фракции (140–320 °С, 140–350 °С, 180–350 °С) [9].

На начальном этапе физико-химических исследований была проанализирована устьева проба сырой нефти. Определяли следующие характеристики: содержание воды в сырой нефти методом «горячего отстоя» (нагревание на водяной бане при 60 °С в течение 1 часа с добавлением деэмульгатора СНПХ), содержание хлористых солей в сырой нефти по ГОСТ 21534-76 (метод А), механических примесей по ГОСТ 6370-83, температуры вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75.

В дальнейшем образец исследуемой нефти подвергался обезвоживанию путем нагревания на водяной бане с обратным холодильником, и были определены общие характеристики углеводородной жидкости: Содержание воды в осушенной таким образом нефти было определено по ГОСТ 2477-2014. Содержание хлористых солей в обезвоженной нефти было определено по ГОСТ 2153476 методом Б [3, 4].

На основании полученных данных, согласно ГОСТ Р 51858-2002, установили, что исследуемая нефть является: малосернистой (серы 0,46–0,54 %); парафинистой (массовая доля парафинов 8,14–12,69% с температурой плавления 52–54 °С). Содержание воды в обезвоженной нефти не превысило 0,03%, массовая доля механических примесей не превышает 0,01%, массовая концентрация хлористых солей составляет менее 2,0 мг/дм³ [5,6]. Содержание силикагелевых смол от 13,84 до 16,21%, массовая доля асфальтенов от 4,06 до 4,85%. Выход фракций до 200 °С – 0%, до 300 °С – от 14,2 до 16,5% об.

Одной из определяющих характеристик при установлении области применения нефтепродуктов является фракционный состав. На основании данных фракционного состава определяют потенциальное содержание светлых фракций в нефти. В лаборатории фракционный состав определяли по ГОСТ 2177-99 (метод Б). Сущность метода заключается в перегонке 100 см³ испытуемого образца при условиях, соответствующих природе продукта, и проведении постоянных наблюдений за показаниями термометра и объемами конденсата [7].

Данные фракционного состава нефтей Тазовского месторождения в зависимости от интервала перфорации приведены в таблице 1. На рисунке 1 приведен график зависимости выхода фракций от интервала перфорации.

Прослеживается закономерность утяжеления нефти с уменьшением глубины залегания. На основании проведенных исследований установлено, что с увеличением глубины перфорации одного

продуктивного пласта показатели нефти изменяются незначительно и это свидетельствует о принадлежности нефти к одному продуктивному пласту.

Атмосферно-вакуумную разгонку нефти проводили на аппарате АРН-2 по ГОСТ 11011-85 [8]. Полученные при разгонке на аппарате АРН-2 узкие фракции были исследованы на показатель преломления по ГОСТ 18995.2-73, по значению показателя преломления рассчитаны плотности погоннов, их молекулярные массы. По ГОСТ 33-2016 определена кинематическая вязкость при 20, 50 и 100 °С. Методом сжигания в лампе по ГОСТ 19121-73 определено содержание серы.

Остаток вакуумной перегонки с температурой кипения свыше 350 °С был исследован по ГОСТ 19932-99 (коксуемость), ГОСТ 1437-75 (содержание серы). А для классификации мазута по ГОСТ 10585-75 были исследованы его вязкостные свойства.

Данные по выходам фракций и физико-химические характеристики узких фракций приведены в таблицах 2–6.

ФАКТЫ

419

млн т нефти

и 225 млрд м³ газа составляют геологические запасы Тазовского месторождения

РИСУНОК 1. Карта Суринама с указанием местоположения нефти и газа Блок 58 [3]

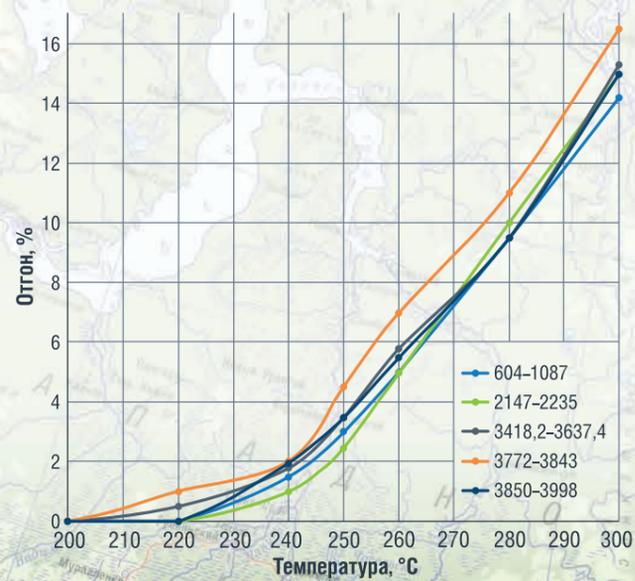


ТАБЛИЦА 2. Тазовское месторождение, скважина 92ПО, интервал перфорации 604–1087 м, пласт Ач4, Ач5, Ач6

Температура выкипания фракций, °С	Выход на нефть, % масс.		Плотность при 20 °С, кг/м³	Показатель преломления при 20 °С	Молекулярная масса	Вязкость, мм²/с			Температура застывания, °С	Содержание общей серы, %	Кокс, %
	отд. фракц.	сум-марный				при 20 °С	при 50 °С	при 100 °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
нк–190	0,08	0,08	817,4	1,4559	149	1,649	1,115	0,709		0,035	
190–200	0,11	0,19	822,6	1,4589	156	1,891	1,236	0,766		0,038	
200–210	0,14	0,33	828,0	1,4620	161	2,198	1,389	0,833		0,039	
210–220	0,34	0,67	840,1	1,4691	168	2,904	1,792	0,981		0,043	
220–230	0,55	1,22	844,5	1,4717	175	3,328	2,051	1,068		0,047	
230–240	0,71	1,93	849,2	1,4745	183	3,948	2,346	1,157		0,050	
240–250	1,24	3,17	853,6	1,4772	190	4,638	2,675	1,207		0,053	
250–260	1,96	5,13	858,2	1,4800	198	5,647	3,019	1,313		0,058	
260–270	2,04	7,17	863,4	1,4831	207	6,932	3,399	1,388		0,062	
270–280	1,98	9,15	867,6	1,4856	216	8,226	3,791	1,500	-63	0,066	
280–290	2,56	11,71	871,4	1,4880	225	9,531	4,253	1,612	-62	0,070	
290–300	3,17	14,88	874,7	1,4900	235	11,21	4,742	1,741	-61	0,076	
300–310	3,36	18,24	877,3	1,4916	245	13,04	5,271	1,871	-59	0,081	
310–320	3,68	21,92	879,4	1,4929	256	15,22	5,839	2,008	-57	0,091	
320–330	3,99	25,91	881,3	1,4941	268	17,76	6,448	2,129	-55	0,108	
330–340	4,12	30,03	882,8	1,4950	277	21,29	7,161	2,276	-53	0,135	
340–350	4,14	34,17	884,1	1,4958	286	29,73	7,829	2,457	-50	0,184	
ост.св. 350	65,58	99,75	1093,9				ВУ ₈₀ = 59,98	ВУ ₁₀₀ = 13,46	32	0,77	10,96
потери	0,25	100,00									

ТАБЛИЦА 3. Тазовское месторождение, скважина 92ПО, интервал перфорации 2147–2235 м, пласт Ач4, Ач5, Ач6

Температура выкипания фракций, °С	Выход на нефть, % масс.		Плотность при 20 °С, кг/м³	Показатель преломления при 20 °С	Молекулярная масса	Вязкость, мм²/с			Температура застывания, °С	Содержание общей серы, %	Кокс, %
	отд. фракц.	суммарный				при 20 °С	при 50 °С	при 100 °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
нк–190	0,15	0,15	817,4	1,4559	143	1,649	1,119	0,709		0,035	
190–200	0,18	0,33	822,6	1,4589	149	1,891	1,237	0,766		0,038	
200–210	0,22	0,55	828,0	1,4620	156	2,198	1,379	0,833		0,039	
210–220	0,36	0,91	839,5	1,4688	161	2,903	1,781	0,981		0,043	
220–230	0,61	1,52	843,6	1,4712	168	3,328	2,050	1,068		0,047	
230–240	0,77	2,29	848,1	1,4739	175	3,792	2,342	1,157		0,050	
240–250	1,33	3,62	852,3	1,4764	183	4,353	2,671	1,207		0,053	
250–260	2,06	5,68	857,0	1,4792	190	5,171	3,014	1,282		0,057	
260–270	2,12	7,80	862,1	1,4823	198	6,343	3,399	1,364		0,062	
270–280	2,05	9,85	865,9	1,4846	207	7,542	3,787	1,460	-63	0,065	
280–290	2,51	12,36	869,5	1,4868	216	8,844	4,259	1,566	-62	0,069	
290–300	3,22	15,58	873,0	1,4890	225	10,73	4,744	1,681	-60	0,074	
300–310	3,41	18,99	875,7	1,4906	235	12,63	5,265	1,827	-58	0,081	
310–320	3,54	22,53	877,9	1,4920	246	15,28	5,839	1,954	-56	0,094	
320–330	3,75	26,28	880,0	1,4933	256	18,23	6,449	2,129	-53	0,111	
330–340	3,98	30,26	881,9	1,4945	268	22,59	7,164	2,389	-51	0,141	
340–350	4,01	34,27	883,3	1,4953	280	28,13	7,902	2,707	-48	0,191	
ост.св. 350	65,46	99,73	1080,2				ВУ ₈₀ = 57,85	ВУ ₁₀₀ = 13,14	30	0,77	11,21
потери	0,27	100,00									

ТАБЛИЦА 4. Тазовское месторождение, скважина 92ПО, интервал перфорации 3418,2–3637,4 м, пласт Ач4, Ач5, Ач6

Температура выкипания фракций, °С	Выход на нефть, % масс.		Плотность при 20 °С, кг/м³	Показатель преломления при 20 °С	Молекулярная масса	Вязкость, мм²/с			Температура застывания, °С	Содержание общей серы, %	Кокс, %
	отд. фракц.	суммарный				при 20 °С	при 50 °С	при 100 °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
нк–180	0,08	0,08	804,8	1,4487	138	1,324	0,997	0,674		0,033	
180–190	0,12	0,20	817,4	1,4559	143	1,649	1,110	0,709		0,035	
190–200	0,15	0,35	822,6	1,4589	149	1,891	1,231	0,766		0,038	
200–210	0,19	0,54	828,0	1,4620	156	2,198	1,367	0,833		0,039	
210–220	0,33	0,87	837,6	1,4676	162	2,904	1,776	0,981		0,042	
220–230	0,56	1,43	843,1	1,4709	168	3,328	2,041	1,068		0,046	
230–240	0,71	2,14	847,6	1,4736	175	3,792	2,352	1,157		0,049	
240–250	1,35	3,49	851,7	1,4760	183	4,353	2,673	1,207		0,052	
250–260	1,86	5,35	856,3	1,4788	191	5,174	3,008	1,282		0,056	
260–270	2,01	7,36	861,6	1,4820	199	6,341	3,385	1,364		0,059	
270–280	1,94	9,30	865,3	1,4843	207	7,336	3,794	1,460	-63	0,064	
280–290	2,33	11,63	868,7	1,4863	216	8,624	4,256	1,564	-62	0,068	
290–300	3,10	14,73	872,0	1,4884	225	10,26	4,749	1,683	-60	0,072	
300–310	3,24	17,97	874,8	1,4901	235	12,16	5,277	1,827	-58	0,080	
310–320	3,48	21,45	877,2	1,4915	246	14,72	5,844	2,035	-56	0,090	
320–330	3,56	25,01	879,5	1,4930	257	17,59	6,452	2,281	-54	0,108	
330–340	3,88	28,89	881,3	1,4941	268	22,03	7,169	2,633	-51	0,135	
340–350	4,10	32,99	882,8	1,4950	280	27,56	7,936	2,970	-47	0,180	
ост.св. 350	66,74	99,74	1050,2				ВУ ₈₀ = 56,98	ВУ ₁₀₀ = 12,91	29	0,73	10,51
потери	0,26	100,00									

Исходя из данных, представленных в таблицах 2–6, можно сделать вывод, что при изменении интервала перфорации основные показатели, характеризующие полученные фракции, отличаются незначительно, из чего следует, что в пределах одного продуктивного пласта

наблюдается однородность сырья по фракционному составу и по основным показателям характеристики отобранных дистиллятов.

ТАБЛИЦА 5. Тазовское месторождение, скважина 92ПО, интервал перфорации 3772–3843 м, пласт Ач4, Ач5, Ач6

Температура выкипания фракций, °С	Выход на нефть, % масс.		Плотность при 20 °С, кг/м³	Показатель преломления при 20 °С	Молекулярная масса	Вязкость, мм²/с			Температура застывания, °С	Содержание общей серы, %	Кокс, %
	отд. фракц.	суммарный				при 20 °С	при 50 °С	при 100 °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
нк–180	0,17	0,17	799,0	1,4454	133					0,033	
180–190	0,23	0,40	817,4	1,4559	137	1,649	1,112	0,709		0,035	
190–200	0,28	0,68	822,6	1,4589	143	1,891	1,234	0,766		0,038	
200–210	0,27	0,95	828,0	1,4620	149	2,198	1,379	0,833		0,039	
210–220	0,77	2,38	840,1	1,4691	161	3,114	1,798	0,981		0,043	
220–230	0,78	3,16	845,1	1,4721	168	3,752	2,065	1,068		0,047	
230–240	1,01	4,17	849,7	1,4748	175	4,519	2,352	1,157		0,050	
240–250	2,48	6,65	854,5	1,4777	182	5,381	2,679	1,261		0,053	
250–260	1,50	8,15	858,8	1,4803	190	6,322	3,023	1,367		0,058	
260–270	2,28	10,43	863,9	1,4834	198	7,323	3,405	1,469		0,063	
270–280	1,93	12,36	869,0	1,4865	206	8,531	3,798	1,582	-63	0,066	
280–290	3,17	15,53	871,9	1,4883	215	9,969	4,264	1,699	-61	0,073	
290–300	3,57	19,10	875,3	1,4904	225	11,580	4,750	1,826	-61	0,078	
300–310	3,21	22,31	878,1	1,4921	235	13,48	5,279	1,943	-58	0,082	
310–320	3,74	26,05	879,7	1,4931	245	15,730	5,846	2,064	-57	0,089	
320–330	4,08	30,13	881,3	1,4941	256	18,59	6,459	2,205	-55	0,104	
330–340	3,82	33,95	883,4	1,4954	268	22,44	7,181	2,351	-54	0,130	
340–350	4,11	38,06	884,7	1,4962	280	27,03	7,994	2,506	-52	0,173	
ост.св. 350	61,62	99,19	1042,7				ВУ ₈₀ = 56,68	ВУ ₁₀₀ = 12,88	29	0,70	10,68
потери	0,32	100,00									

ТАБЛИЦА 6. Тазовское месторождение, скважина 92ПО, интервал перфорации 3850–3998 м, пласт Ач4, Ач5, Ач6

Температура выкипания фракций, °С	Выход на нефть, % масс.		Плотность при 20 °С, кг/м³	Показатель преломления при 20 °С	Молекулярная масса	Вязкость, мм²/с			Температура застывания, °С	Содержание общей серы, %	Кокс, %
	отд. фракц.	суммарный				при 20 °С	при 50 °С	при 100 °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
нк–180	0,38	0,38	804,8	1,4487	138	1,324	0,997	0,674		0,033	
180–190	0,44	0,82	818,1	1,4563	143	1,586	1,107	0,709		0,035	
190–200	0,51	1,33	823,5	1,4594	149	1,827	1,241	0,766		0,037	
200–210	0,69	2,02	829,6	1,4629	155	2,081	1,394	0,833		0,039	
210–220	0,77	2,79	836,3	1,4669	162	2,596	1,803	0,935		0,041	
220–230	0,82	3,61	842,4	1,4705	168	3,064	2,072	1,022		0,044	
230–240	0,99	4,60	846,9	1,4732	175	3,583	2,369	1,103		0,047	
240–250	1,31	5,91	851,7	1,4760	183	4,188	2,701	1,177		0,050	
250–260	1,72	7,63	857,1	1,4793	190	4,914	3,121	1,25		0,054	
260–270	2,12	9,75	862,2	1,4824	198	5,892	3,445	1,332		0,058	
270–280	2,04	11,79	866,1	1,4847	207	6,939	3,808	1,409	-64	0,063	
280–290	2,41	14,20	869,7	1,4869	216	8,102	4,313	1,517	-63	0,067	
290–300	3,14	17,34	872,6	1,4887	225	9,528	4,772	1,621	-62	0,072	
300–310	3,36	20,70	875,6	1,4905	235	11,34	5,298	1,767	-61	0,078	
310–320	3,42	24,12	878,0	1,4921	246	13,36	5,884	1,948	-59	0,088	
320–330	3,49	27,61	880,0	1,4933	256	16,08	6,465	2,129	-56	0,103	
330–340	3,84	31,45	881,9	1,4945	268	20,09	7,174	2,362	-54	0,124	
340–350	4,03	35,48	883,4	1,4954	280	25,91	7,994	2,716	-50	0,162	
ост.св. 350	64,24	99,72	1034,9				ВУ ₈₀ = 52,87	ВУ ₁₀₀ = 10,35	28	0,64	10,51
потери	0,28	100,00									

Для определения углеводородного и структурно-группового состава компаундированием в зависимости от выхода отдельных фракций были составлены бензиновая фракция НК–200 °С, керосиновая фракция 200–250 °С, дизельные фракции 250–300 °С и 300–350 °С.

Групповой состав фракций, выкипающих до 300 °С, определяли методом анилиновых точек. Определение углеводородного состава методом анилиновых точек предусматривает:

ТАБЛИЦА 7. Углеводородный состав фракций

Температурные пределы отбора фракций	Выход фракций, %	Плотность, г/см ³	Сера, %	Групповой углеводородный состав (в процентах)					
				ароматические		нафтеновые		метановые	
				на фракцию	на нефть	на фракцию	на нефть	на фракцию	на нефть
НК–200 °С	0,95	828,1	0,036	8,65	0,08	77,65	0,74	13,70	0,13
200–250 °С	5,70	851,0	0,049	16,16	0,92	79,65	4,54	4,19	0,24
250–300 °С	12,45	870,5	0,070	21,80	2,71	73,51	9,15	4,69	0,58
На нефть	19,10				3,72		14,43		0,95
На дистиллятную часть					19,46		75,55		4,99

- определение максимальной анилиновой точки в неочищенных от ароматических углеводородов исследуемых нефтяных фракциях;
- удаление из исследуемых нефтяных фракций ароматических углеводородов методом адсорбции на силикагеле;
- определение максимальной анилиновой точки в нефтяных фракциях после удаления ароматических углеводородов;
- расчет содержания ароматических, нафтеновых и метановых углеводородов в исследуемых фракциях нефти.

В таблице 7, на рисунке 2 представлены данные по содержанию отдельных групп углеводородов.

Содержание ароматических углеводородов изменяется от 8,65% (во фракции НК–200 °С) до 12,45% (во фракции 250–300 °С).

Содержание нафтеновых углеводородов изменяется в пределах от 73,51% (во фракции 250–300 °С) до 77,65% (во фракции НК–200 °С).

Содержание метановых углеводородов изменяется в пределах от 4,69% (во фракции 250–300 °С) до 13,70% (во фракции НК–200 °С).

Структурно-групповой состав (для фракций нефти, выкипающих выше 200 °С) был рассчитан по методу n–d–M. Данный метод дает возможность определить распределение углерода в ароматических, нафтеновых и метановых структурах, содержание колец в углеводородах анализируемой фракции, а также составить представление о «средней» молекуле анализируемой фракции. Расчет структурно-группового состава основан на определении показателя преломления, плотности и молекулярной массы исследуемой фракции.

В таблице 8, на рисунке 3 представлены данные по структурно-групповому составу фракций, выкипающих выше 200 °С.

Из таблицы видно, что наибольшая доля углерода приходится на парафиновые структуры, C_n изменяется от 39% до 51%.

В нафтеновых структурах C_n изменяется от 26% до 39%.

Доля углерода в ароматических структурах изменяется от 22% до 24%.

РИСУНОК 1. Карта Суринама с указанием местоположения нефти и газа Блок 58 [3]



ФАКТЫ

В июне

2021

года

началась промышленная добыча углеводородов на Тазовском месторождении

Общее число колец в усредненной молекуле по мере утяжеления фракций возрастает от 1,31 до 1,72. Из них число ароматических колец изменяется от 0,45 до 0,72.

Таким образом, на основании всех проведенных исследований можно сделать следующие заключения.

Нефть Тазовского месторождения относится к классу тяжелых (битуминозных) нефтей с плотностью свыше 895 кг/м³ согласно классификации ГОСТ Р 51858-2002.

Выход светлых фракций незначительный – 0,40%. Однако высокое содержание в бензиновой фракции нафтеновых углеводородов позволяет использовать фракцию НК–200 °С в качестве сырья каталитического риформинга с целью получения высокооктановых компонентов автомобильных бензинов.

Керосиновая фракция 200–250 °С может быть использована в качестве осветительного керосина марки КО-20. Эта фракция имеет благоприятные вязкостные (5,542 мм²/с) и низкотемпературные

ТАБЛИЦА 8. Структурно-групповой состав по методу n-d-M

Температурные пределы отбора фракций, °С	Показатель преломления	Плотность, кг/м ³	Молекулярный вес	Содержание углерода в %			Среднее число колец на молекулу		
				в аром. структурах	в нафт. структурах	в параф. цепях	в аром. структурах	в нафт. структурах	общ. к-во К ₀
				С _а	С _н	С _п	К _а	К _н	К ₀
200–250	1,4756	851,0	171	22	39	39	0,45	0,85	1,31
250–300	1,4874	870,5	209	23	30	47	0,57	0,93	1,50
300–350	1,4975	886,8	248	24	26	50	0,72	1,00	1,72

(минус 60 °С) свойства и может быть рекомендована к использованию в качестве компонента к летнему дизельному топливу.

Дизельная фракция 250–300 °С может быть использована как летнее дизельное топливо марки Л-0,2-62 после депарафинизации. Данная фракция имеет хороший показатель цетанового числа, температуры вспышки в закрытом тигле и температуры застывания.

Фракция 300–350 °С так же не пригодна для применения в качестве дизельного топлива ввиду высокого показателя вязкости. Для дальнейшего использования также необходимо провести депарафинизацию.

Остаток свыше 350 °С может быть рекомендован для производства остаточных масел с индексом вязкости 85. Для производства битумов остаток свыше 350 °С непригоден ввиду высокого содержания парафинов, что в свою очередь негативно влияет на пластичные свойства битумов.

Также остаток свыше 350 °С может быть рекомендован как сырье для процесса коксования, продуктами которого является кокс, применяемый для производства электродов, используемых в металлургической промышленности, а также дополнительное количество светлых нефтепродуктов.

Литература

1. В России ищут способы ускорить освоение ТРИЗов. 23.09.2024 Информ агентств Девон. Нефтяные новости Волги и Урала. URL: <https://www.iadevon.ru> (дата обращения: 05.12.2024).
2. Газпром нефть начала добычу нефти из нефтяной оторочки Тазовского НКМ 16.06.2021 / ИА Neftegaz.RU URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/684689-gazprom-neft-nachala-dobychu-nefti-iz-neftyanyy-otorochki-tazovskogo-ngkm/> (дата обращения: 05.12.2024).
3. ГОСТ 2477-2014. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды: межгосударственный стандарт: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации от 14 ноября 2014 г. № 72-П: взамен ГОСТ 2477-65: дата введения в действие 2016-07-01 / разработан ОАО «ВНИИМП». – Москва: Стандартинформ, 2016 – 28 с. Текст: непосредственный.
4. ГОСТ 21537-76. Межгосударственный стандарт. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 04.04.1976 № 311: взамен ГОСТ 240162 и ГОСТ 10097-62: дата введения в действие 1977-01-01 / разработан Министерством химической и нефтеперерабатывающей промышленности СССР. – Москва: Стандартинформ, 2003. – 11 с. Текст: непосредственный.
5. ГОСТ 1437-75. Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения содержания серы: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 19.05.1975 № 1342: взамен ГОСТ 1437-56: дата введения в действие 1977-01-01 / разработан Министерством химической и нефтеперерабатывающей промышленности СССР. – Москва: Стандартинформ, 2006. – 7 с. Текст: непосредственный.

РИСУНОК 3. Структурное распределение углерода



ФАКТЫ

930-1000

кг/м³

составляет диапазон плотности нефти Тазовского месторождения

6. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 21.05.1985 № 1427: взамен ГОСТ 11851-66: дата введения в действие 1986-01-01 / разработан Министерством химической и нефтеперерабатывающей промышленности СССР. – Москва: Стандартинформ, 2006. – 12 с. Текст: непосредственный.
7. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации и метрологии от 21 сентября 1999 г. № 300-ст: взамен ГОСТ 2177-82: дата введения в действие 2001-01-01 / разработан Межгосударственным техническим комитетом ТК 31 «Нефтяные топлива и смазочные материалы» (ВНИИ НП). – Москва: ФБУ «РСТ», 2006. – 23 с. Текст: непосредственный.
8. ГОСТ 11011-85. Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава в аппарате АРН-2 издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 25.03.1985 № 792: взамен ГОСТ 11011-64: дата введения в действие 1986-01-01 / разработан Министерством химической и нефтеперерабатывающей промышленности СССР. – Москва: Стандартинформ, 2006. – 35 с. Текст: непосредственный.
9. Комарова М. А. Определение закономерностей изменения физико-химических свойств нефти: ВКР. ИПТИ. – Тюмень, ТИУ, 2022. – 63 с.
10. Разработка трудовой нефти: почему это важно для России. 10.09.2023 Ведомости. Промышленность. URL: <https://www.vedomosti.ru> (дата обращения: 05.12.2024).
11. Khasanov, Irek Zufarovich High Viscosity Oil Preparation at the Vostochnoye-Messoyakhskoye Field SPE Intertional, Oktober, 2020, p. 1–6. doi: 10.2118/201875 – MS.

KEYWORDS: hard-to-recover reserves, bituminous oil, physico-chemical properties, fractional composition.

МАКРОКИНЕТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОЦЕССА ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ ТЯЖЕЛЫХ ОСТАТКОВ

Волков Максим Андреевич

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, ОХИ ИШПР, инженер

Ваганов Роман Александрович

старший преподаватель, Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов, Сибирский федеральный университет

Долганов Игорь Михайлович

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, ОХИ ИШПР, доцент, к.т.н.

Ивашкина Елена Николаевна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, ОХИ ИШПР, профессор, д.т.н.

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ ГУДРОНА С УСТАНОВКИ ВАКУУМНОЙ ПЕРЕГОНКИ. ВЫПОЛНЕНА ОЦЕНКА КИНЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК И ВЫХОДОВ ДИСТИЛЛЯТОВ И ГАЗООБРАЗНЫХ ПРОДУКТОВ В ДИАПАЗОНЕ ТЕМПЕРАТУРЫ (430–510 °С). ПОЛУЧЕНЫ ДАННЫЕ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ СОЗДАНИИ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РЕАКТОРНОГО УЗЛА УСТАНОВКИ ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ ГУДРОНА

THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF EXPERIMENTAL STUDIES OF THE PROCESS OF DELAYED COKING OF TAR FROM A VACUUM DISTILLATION UNIT. AN ASSESSMENT OF THE KINETIC CHARACTERISTICS AND YIELDS OF DISTILLATES AND GASEOUS PRODUCTS IN THE TEMPERATURE RANGE (430–510 °C) WAS MADE. DATA FOR USE IN CREATING A MATHEMATICAL MODEL OF THE REACTOR STRUCTURE OF THE TAR DELAYED COKING UNIT WERE OBTAINED

Ключевые слова: замедленное коксование, гудрон, кинетические параметры, материальный баланс.

Цифровизация в нефтеперерабатывающей промышленности – важный компонент эффективности и устойчивости производства. Внедрение цифровых технологий позволяет оптимизировать процессы, повышать качество мониторинга и управления, что в итоге снижает эксплуатационные затраты. Одним из ключевых элементов цифровизации является использование математических моделей процессов нефтепереработки, так как с их помощью возможно осуществлять прогнозирование работы сложных технологических объектов систем, формировать данные для планирования производства и т.д.

Процесс замедленного коксования является основным процессом переработки тяжелых нефтяных остатков на современных нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ). Для разработки, уточнения и корректировки схемы химических превращений процесса замедленного коксования, а также построения строгой инженерной модели процесса необходимо провести детальное исследование кинетики протекающих реакций. Это требует проведения контролируемых лабораторных экспериментов, которые позволяют изучить поведение исходных компонентов и продуктов реакции при различных условиях. В ходе эксперимента особое внимание уделяется определению скоростей реакций и активационных энергий. Полученные данные необходимы при разработке модели, позволяющей прогнозировать выход продуктов и оптимизировать условия проведения процесса. Математическая модель, основанная на экспериментально определенных кинетических характеристиках, является надежным инструментом для масштабирования результатов лабораторных исследований до промышленного уровня.

Сложность процесса заключается в многокомпонентности сырья, отсутствии экспериментальных методов точного определения индивидуального состава, а также в использовании lump-подходов при моделировании [1]. В качестве параметров моделей, основанных на кинетике, требуется определять значения предэкспоненциальных множителей и энергий активации в уравнении Аррениуса. Однако невозможно точно оценить эти параметры для реакций с участием индивидуальных веществ. Поэтому в качестве первого приближения

можно использовать результаты экспериментальных исследований, проведенных в лабораторных условиях. Макрокинетические параметры реакций определяются на основе данных по выходам продуктов в диапазоне изменения рабочих условий процесса.

Обзор научной литературы, посвященной процессам переработки тяжелых остатков, в том числе и коксованию, доказывает существование различных подходов к моделированию и оценке кинетики превращения углеводородов высококипящих нефтяных фракций. Так, для расчета констант скоростей реакций, протекающих в процессе коксования, предлагается использовать коксуемость сырья [2], в качестве определяющей характеристики сырья предлагают использовать растворимость [3], для упрощения рассматривают реакции как процессы первого порядка [4], подчеркивают преимущества эмпирических методов прогнозирования работы процесса [5], используют моделирование на молекулярном уровне с использованием lump-компонентов [6, 7], а также предлагают использовать альтернативные подходы обработки данных, не основанные на кинетических закономерностях [8].

ФАКТЫ

Замедленное коксование

полупрерывный процесс переработки тяжелых нефтяных остатков без доступа воздуха при температуре 470–510 °С

Объект и методы исследования

Сырьем в данном исследовании была фракция гудрона, полученная с установки вакуумной перегонки (таблица 1) [9]. Суть экспериментов заключалась в оценке выхода дистиллятов и газообразных продуктов по времени.

ТАБЛИЦА 1. Качественные характеристики исследуемого образца гудрона

Выход (фракция выше 500 °С), %	19,1
Плотность при 20 °С	1004,8
Коксующесть, %	13,1
Содержание серы, % масс.	1,35
Содержание, % об:	
парафинов	1,7
ароматических УВ	56,0
смола	15,9
асфальтенов	3,5
ПНУ	24,6

ФАКТЫ

Увеличение температуры

приводит к усилению термической деструкции углеводородов и способствует увеличению выхода жидких и газообразных нефтепродуктов при одновременном снижении массы кокса

Исследование проводили на лабораторной установке (рисунок 1) в температурном диапазоне 430–510 °С при атмосферном давлении. Образец массой ≈ 200 г загружался в лабораторный реактор, который затем помещался в печь для нагрева до требуемой температуры. По мере появления жидких продуктов осуществлялся отбор приблизительно равных объемов с фиксированием времени отбора, одновременно велась непрерывная регистрация выхода газообразных продуктов. По завершении активной стадии крекинга образец подвергался температурной выдержке, после чего твердый остаток, образовавшийся в результате процесса, охлаждали и извлекали из реактора

Результаты

На основе полученных данных составлен материальный баланс процесса (рисунок 2). Анализ газообразных продуктов процесса проведен на газовом хроматографе-анализаторе PE-ARNEL 4080 на базе хроматографа Clarus-600 (PerkinElmer, США), оснащенный пламенно-ионизационным детектором (таблица 2). Ожидается, температура оказалась ключевым фактором, влияющим на ход процесса. С увеличением температуры термическая деструкция углеводородов усиливается. Рост температуры способствует увеличению выхода жидких и газообразных нефтепродуктов при одновременном снижении массы твердого остатка (кокса).

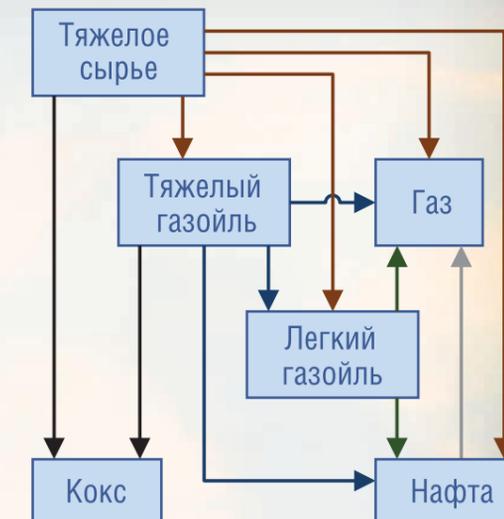
Повышение температуры с 480 до 510 °С приводит к повышению выхода жидких (13,1 % масс.) и газообразных (3,7 % масс.) продуктов коксования и снижению выхода кокса (16,7 % масс.). Процессы поликонденсации и коксообразования ингибированы за счет увеличения температуры в зоне реакции, которая в большей степени инициирует реакции деструкции компонентов исходного сырья и полупродуктов.

Анализ состава газов коксования свидетельствует, что преобладающее количество газа приходится на предельные компоненты состава C₁–C₄.

ТАБЛИЦА 2. Компонентный состав газов коксования

Температура, °С	430	470	480	500
Наименование компонента	Содержание компонентов, % масс.			
Метан	20,58	15,66	24,29	19,21
Этан	18,25	20,67	26,69	21,84
Пропан	19,88	19,65	29,36	25,45
Н-бутан	8,34	10,59	5,34	9,09
Изобутан	2,71	4,83	2,65	2,74
Транс-бутен-2	11,57	10,41	7,10	11,30
Цис-бутен-2	0,90	1,13	0,38	0,72
Винил ацетилен	1,48	1,93	0,68	1,26
Н-пентан	4,86	4,55	0,97	2,50
Изопентан	2,53	2,81	0,92	1,98
Пентен-1	2,40	2,27	0,53	1,20
Прочие	6,50	5,50	1,09	2,71

РИСУНОК 3. Схема превращений процесса замедленного коксования



Стоит отметить, что при пониженной температуре (470 °С) бутан-бутиленовая фракция на 31,7 % масс. состоит из изобутана. С ростом температуры процесса содержание изобутана в газовом продукте снижается.

Для принятой схемы превращений (рисунок 3), необходимо определить кинетику протекания реакций [10]. Для этого были построены кинетические кривые, отражающие зависимость между исходным сырьем и образующимися дистиллятами (рисунок 4). Ожидается, с увеличением температуры скорость термической деструкции углеводородов увеличивается.

Для реакции сырье → дистиллят на основе полученных результатов были рассчитаны кинетические параметры.

Общий вид уравнения кинетики для реакции имеет вид:

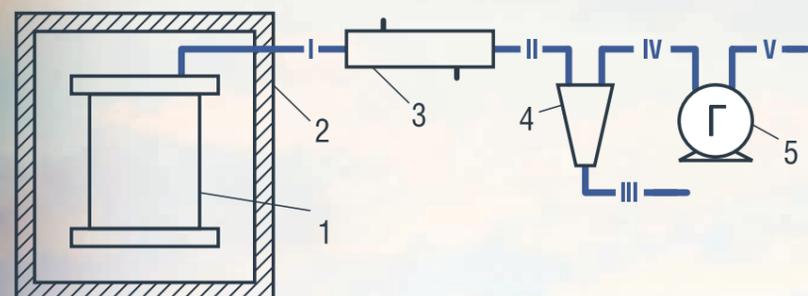
$$kt = \frac{1}{1-n} \cdot (c^{1-n} - c_0^{1-n}), \quad (1)$$

где *k* – константа скорости, зависящая от температуры;

t – время реакции, мин;

n – характеристический фактор;

РИСУНОК 1. Схема лабораторной установки



1 – реактор; 2 – печь; 3 – теплообменник; 4 – сборник конденсата; 5 – газомер; I – выход продуктов из реактора; II – охлажденный поток в сборник конденсата; III – жидкие продукты; IV – газообразные продукты в газомер; V – отходящий газ в сборник

РИСУНОК 2. Материальный баланс в зависимости от температуры процесса



РИСУНОК 4. Выход дистиллята при различных температурах, % масс.

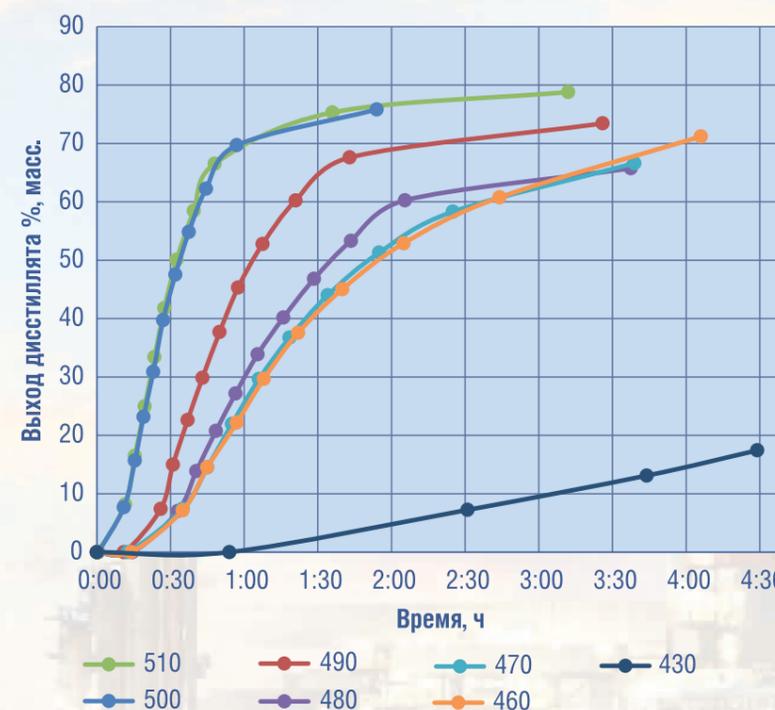
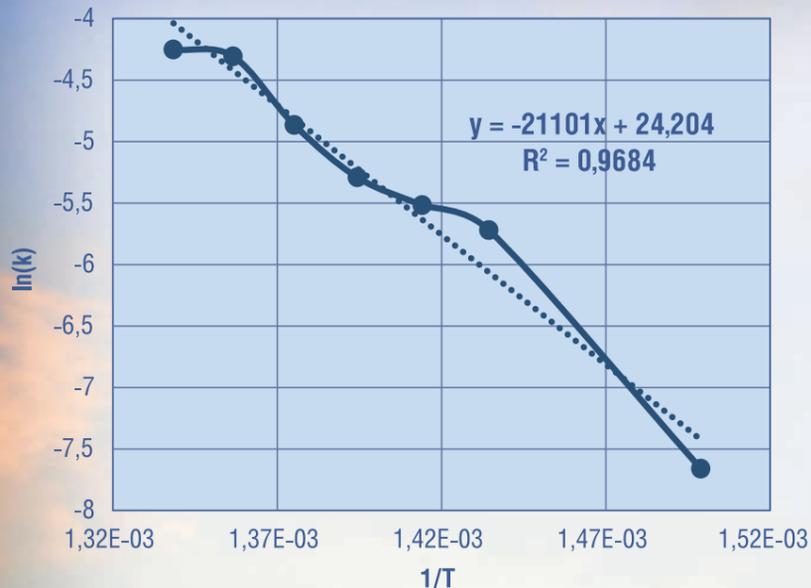


ТАБЛИЦА 3. Рассчитанные константы скорости реакции термических превращений

T, °С	430	460	470	480	490	500	510
k · 10 ⁴ , мин ⁻¹	4,71	32,79	40,18	50,35	77,08	134,69	142,41

РИСУНОК 5. График зависимости $\ln(k) = f(1/T)$



c_0 – начальная концентрация сырья, % масс.;
 c – концентрация в текущий момент времени, % масс.

Для всего диапазона температур справедливо одинаковое значение характеристического фактора n , зависимость

$$c^{1-n} = f(t) \quad (2)$$

будет иметь линейный вид, при этом тангенс угла наклона будет соответствовать значению $(1-n) \cdot k$. Решая методом наименьших квадратов систему уравнений для всего диапазона температур, значение для реакции сырьё → дистиллят составило $n = 1,1386$ ($R^2 = 0,982$).

Уравнение Аррениуса

$$k = A \cdot e^{-\frac{E_a}{R \cdot T}} \quad (3)$$

имеет зависимость линейного вида

$$\ln(k) = -\frac{E_a}{R} \cdot \frac{1}{T} + \ln(A), \quad (4)$$

E_a – энергия активации;
 R – универсальная газовая постоянная;
 T – температура процесса, °К;
 A – предэкспоненциальный множитель.

По полученной линейной зависимости (рисунок 5) рассчитаны:

$$E_a = 175,44 \frac{\text{кДж}}{\text{моль}}; \ln(A) = 24,204 \text{ или}$$

$$A = 3,249 \cdot 10^{10} \quad (R^2 = 0,968).$$

Заключение

В результате для исследуемого образца гудрона были получены важные кинетические параметры, такие как энергия активации и предэкспоненциальный множитель в уравнении

Аррениуса. Получены данные об изменении материального баланса процесса замедленного коксования в динамике времени. Дальнейшие исследования будут направлены на определение детального углеводородного состава этих продуктов с использованием различных хроматографических методов, а также на построение кинетических кривых для жидких фракций (бензин, ЛГК, ТГК) и газообразных продуктов. Это позволит уточнить формализованную схему превращений веществ в процессе коксования, что приведет к более точному моделированию и оптимизации процесса замедленного коксования. ●

Литература

1. Stratiev, D., Shishkova, I., & Tankov, I. (2019). Challenges in characterization of residual oils: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, 227–250. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.026>.
2. Estahani, F. T., Ehsani, M. R., & Ivakpour, J. (2019). A kinetic model for delayed coking process of Iranian vacuum residues. *Petroleum science and technology*, 37 (19), 2049–2057. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1482323>.
3. Zhou, X.-L., Chen, S.-Z., & Li, C.-L. (2007). A predictive kinetic model for delayed coking. *Petroleum Science and Technology*, 25(15), 1539–1548. <https://doi.org/10.1080/10916460500529001>.
4. Li, N., Wang, Y., & Zhao, D. (2020). A four kinetic model for delayed coking process of Qingdao vacuum residues. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 513(1), 012020. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/513/1/012020>.
5. Muñoz, J. A. D., Aguilar, R., Castañeda, L. C., & Ancheyta, J. (2013). Comparison of Cor relations for Estimating Product Yields from Delayed Coking. *Energy Fuels*, 27(11), 7179–7190. <https://doi.org/10.1021/ef4014423>.
6. L.D. Tian, B.X. Shen, & J.C. Liu. A delayed coking model built using the structure-oriented lumping method. *Energy Fuels* 26 (3) (2012) 1715–1724, <https://doi.org/10.1021/ef201570s>.
7. G. Bozzano, M. Dente (2005) A mechanistic approach to delayed coking modelling. *Computer Aided Chemical Engineering*, 20, 529–534. [https://doi.org/10.1016/S1570-7946\(05\)80210-X](https://doi.org/10.1016/S1570-7946(05)80210-X).
8. Orzabayev, B., Dyussembina, E., & Uskenbayeva, G. (2023). Methods for modeling and optimizing the delayed coking process in a fuzzy environment. *Processes*, 11 (450). <https://doi.org/10.3390/pr11020450>.
9. Косицына, С.С. Зависимость выхода и свойств жидких продуктов коксования от состава гудронов нефтей восточных месторождений РФ: дис. ... канд. тех. наук: 02.00.13. – Томск, 2018. – 140 с.
10. Borges, C. N., Mendes, M. A., & Alves, R.M.B. (2015). Mathematical modeling of an industrial delayed coking unit. *Computer Aided Chemical Engineering*, 37, 515–520. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63578-5.50081-5>.

KEYWORDS: *delayed coking, vacuum residue, kinetic parameters, material balance.*

ФАКТЫ

При t

470 °C

бутан-бутиленовая фракция на 31,7 % масс. состоит из изобутана



WEST GARDEN



СОБРАНИЕ КЛУБНЫХ ДОМОВ В СВОЁМ ПАРКЕ 16 ГА

- Собственный парк 16 гектаров
- Благоустроенная набережная 2 километра
- Clubhouse для жителей с клубной гостиной и детской игровой комнатой 300 м²
- Фитнес и спортивная инфраструктура во дворе
- Восемь детских площадок на свежем воздухе
- 75 вариантов функциональных планировок, пентхаусы с высотой потолка до 4,2 метра, каминами и террасами
- 900 м до станции метро «Минская», 2000 м до Кутузовского проспекта



Sminex

Перфекционисты
Fine Development

БИОКАТАЛИТИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПОЛУЧЕНИЯ РАЗНООБРАЗНЫХ СЛОЖНЫХ ЭФИРОВ как альтернатива традиционному органическому синтезу

СЛОЖНЫЕ ЭФИРЫ МОНОКАРБОНОВЫХ НАСЫЩЕННЫХ (ЖИРНЫХ) КИСЛОТ И АЛИФАТИЧЕСКИХ СПИРТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПОЛИОЛОВ, ЯВЛЯЮТСЯ ЦЕННЕЙШИМИ ПРОДУКТАМИ ОРГАНИЧЕСКОГО СИНТЕЗА. СЛЕДУЕТ ОТМЕТИТЬ, ЧТО РЫНОК (РАЗМЕРОМ ТРИЛЛИОН ДОЛЛ.) ДУШИСТЫХ ЭФИРОВ КОРОТКОЦЕПОЧНЫХ КИСЛОТ И СПИРТОВ ИМЕЕТ ТЕНДЕНЦИЮ К ЕЖЕГОДНОМУ 5–6%-НОМУ РОСТУ. ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫЕ СЛОЖНЫЕ ЭФИРЫ ИСПОЛЬЗУЮТ В КОСМЕТИКЕ В КАЧЕСТВЕ СМЯГЧАЮЩИХ КОМПОНЕНТОВ, ЭМОЛИЕНТОВ, ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ. МОНОЭФИРЫ ДИОЛОВ БЛАГОДАРЯ ИХ ЭМУЛЬГИРУЮЩИМ И ДИСПЕРГИРУЮЩИМ СВОЙСТВАМ ДОБАВЛЯЮТ В СИНТЕТИЧЕСКИЕ СМАЗОЧНЫЕ АВТОМАСЛА. БИОКАТАЛИТИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ СИНТЕЗА СЛОЖНЫХ ЭФИРОВ УДОВЛЕТВОРЯЮТ ТРЕБОВАНИЯМ «ЗЕЛеной» ХИМИИ И ЯВЛЯЮТСЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОЙ АЛЬТЕРНАТИВОЙ ХИМИЧЕСКОМУ ОРГАНИЧЕСКОМУ СИНТЕЗУ, В ТОМ ЧИСЛЕ БЛАГОДАРЯ НАЛИЧИЮ РЕГИО- И СТЕРЕОСПЕЦИФИЧНОСТИ ФЕРМЕНТАТИВНЫХ РЕАКЦИЙ. ПРОВЕДЕНЫ СИСТЕМАТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕТЕРОГЕННЫХ ЗЕЛЕНых ПРОЦЕССОВ ФЕРМЕНТАТИВНОЙ ПЕРЕЭТЕРИФИКАЦИИ И ЭТЕРИФИКАЦИИ В НЕВОДНЫХ СРЕДАХ ОРГАНИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ, В РЕЗУЛЬТАТЕ КОТОРЫХ СИНТЕЗИРОВАНЫ СЛОЖНЫЕ ЭФИРЫ ЖИРНЫХ C₄–C₁₈ КИСЛОТ И ПЕРВИЧНЫХ АЛИФАТИЧЕСКИХ C₄–C₁₆ СПИРТОВ, А ТАКЖЕ МОНОЭФИРЫ C₄–C₆ ДИОЛОВ. БИОКАТАЛИЗАТОРЫ (БК) ДЛЯ ДАННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИГОТОВЛЕНЫ ПУТЕМ АДСОРБЦИОННОЙ ИММОБИЛИЗАЦИИ РЕКОМБИНАНТНОЙ (ГЕННО-ИНЖЕНЕРНОЙ) ЛИПАЗЫ НА НЕОРГАНИЧЕСКИХ НОСИТЕЛЯХ, В ТОМ ЧИСЛЕ МЕЗОПОРИСТОМ СИЛИКАГЕЛЕ И НАНОСТРУКТУРИРОВАННОМ УГЛЕРОДНОМ МАТЕРИАЛЕ – МАКРОПОРИСТОМ АЭРОГЕЛЕ, АЖУРНАЯ МАКРОСТРУКТУРА КОТОРОГО ОБРАЗОВАНА ХАОТИЧНЫМ ПЕРЕПЛЕТЕНИЕМ МНОГОСЛОЙНЫХ УГЛЕРОДНЫХ НАНОТРУБОК (МУНТ). ПРИГОТОВЛЕННЫЕ БК ПРОЯВЛЯЮТ ШИРОКУЮ СУБСТРАТНУЮ СПЕЦИФИЧНОСТЬ И ОБЛАДАЮТ ВЫСОКОЙ АКТИВНОСТЬЮ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ СИНТЕЗИРОВАТЬ СЛОЖНЫЕ ЭФИРЫ САМОГО РАЗЛИЧНОГО СТРОЕНИЯ И НАЗНАЧЕНИЯ. ФЕРМЕНТАТИВНАЯ ЭТЕРИФИКАЦИЯ ПРОТЕКАЕТ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 20 ± 2 °С В СРЕДЕ ОРГАНИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ (ГЕКСАН, ХЛОРОФОРМ) В РЕАКТОРАХ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ДЕЙСТВИЯ СО СКОРОСТЯМИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМИ ВЫСОКУЮ КОНВЕРСИЮ ИСХОДНОГО РЕАГЕНТА (КИСЛОТЫ), РАВНУЮ 85–90 %, ЗА НЕКОТОРЫЕ ЧАСОВ. БЛАГОДАРЯ ВЫСОКОЙ ОПЕРАЦИОННОЙ СТАБИЛЬНОСТИ В УСЛОВИЯХ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО СИНТЕЗА СЛОЖНЫХ ЭФИРОВ В ТЕЧЕНИЕ НЕСКОЛЬКИХ ДЕСЯТКОВ РЕАКЦИОННЫХ ЦИКЛОВ ПРОДУКТИВНОСТЬ БК СОСТАВЛЯЕТ НЕ МЕНЕЕ 2 Т ПРОДУКТА (СЛОЖНОГО ЭФИРА) НА 1 КГ БИОКАТАЛИЗАТОРА

ESTERS OF MONOCARBOXYLIC SATURATED (FATTY) ACIDS AND ALIPHATIC ALCOHOLS, INCLUDING POLYOLS, ARE THE MOST VALUABLE PRODUCTS OF ORGANIC SYNTHESIS. IT SHOULD BE NOTED THAT THE MARKET (SIZE \$ TRILLION) OF FRAGRANT LOW MOLECULAR ESTERS OF SHORT-CHAIN ACIDS AND ALCOHOLS TENDS TO GROW BY 5–6% ANNUALLY. HIGH-MOLECULAR ESTERS ARE USED IN COSMETICS AS SOFTENING COMPONENTS, EMOLLIENTS, AND SURFACTANTS. MONOESTERS OF DIOLS, DUE TO THEIR EMULSIFYING AND DISPERSING PROPERTIES, ARE ADDED TO SYNTHETIC MOTOR OILS. BIOCATALYTIC PROCESSES FOR THE SYNTHESIS OF VALUABLE ESTERS MEET THE REQUIREMENTS OF GREEN CHEMISTRY AND ARE A COMPETITIVE ALTERNATIVE TO CHEMICAL ORGANIC SYNTHESIS, INCLUDING DUE TO THE PRESENCE OF REGIO- AND STEREO-SPECIFICITY OF ENZYMATIC REACTIONS. SYSTEMATIC STUDIES OF HETEROGENEOUS GREEN PROCESSES OF ENZYMATIC TRANSESTERIFICATION AND ESTERIFICATION IN NON-AQUEOUS MEDIA OF ORGANIC SOLVENTS WERE CARRIED OUT, AS A RESULT OF WHICH ESTERS OF FATTY C₄–C₁₈ ACIDS AND PRIMARY ALIPHATIC C₄–C₁₆ ALCOHOLS, AS WELL AS MONOESTERS OF C₄–C₆ DIOLS WERE SYNTHESIZED. BIOCATALYSTS (BCs) FOR THESE PROCESSES WERE PREPARED BY ADSORPTIVE IMMOBILIZATION OF RECOMBINANT (GENETICALLY ENGINEERED) LIPASE ON INORGANIC SUPPORTS, INCLUDING MESOPOROUS SILICA AND NANOSTRUCTURED CARBON MATERIAL – MACROPOROUS AEROGEL, THE OPENWORK MACROSTRUCTURE OF WHICH WAS FORMED BY A CHAOTIC INTERLACING OF MULTILAYER CARBON NANOTUBES (MWCNTs). THE PREPARED BCs EXHIBITED BROAD SUBSTRATE SPECIFICITY AND WERE HIGHLY ACTIVE, WHICH ALLOWS THE SYNTHESIS OF ESTERS OF VARIOUS STRUCTURES AND PURPOSES FOR USE. ENZYMATIC ESTERIFICATION OCCURED AT A TEMPERATURE OF 20 ± 2 °C IN ORGANIC SOLVENTS (HEXANE, CHLOROFORM) IN BATCH REACTORS AT RATES THAT ENSURE HIGH CONVERSION OF THE INITIAL REAGENT (ACID), EQUAL TO 85–90 %, IN A FEW HOURS. DUE TO HIGH OPERATIONAL STABILITY UNDER STUDIED CONDITIONS OF LOW-TEMPERATURE SYNTHESIS OF ESTERS OVER SEVERAL DOZEN REACTION CYCLES, THE PRODUCTIVITY OF BCs IS AT LEAST 2 TONS OF PRODUCT (ESTER) PER 1 KG OF BIOCATALYST

Ключевые слова: гетерогенные биокатализаторы, МУНТ, адсорбция, рекомбинантная липаза, этерификация, сложные эфиры жирных кислот, моноэфиры диолов.

Коваленко Галина Артемьевна

старший научный сотрудник,
Новосибирский государственный университет,
ФГБУН «Федеральный исследовательский центр
«Институт катализа им. Г.К. Борескова Сибирского
отделения Российской академии наук»,
Институт катализа СО РАН (ИК СО РАН),
профессор, д.х.н.

Перминова Лариса Валентиновна

научный сотрудник,
ФГБУН «Федеральный исследовательский центр
«Институт катализа им. Г.К. Борескова Сибирского
отделения Российской академии наук»,
Институт катализа СО РАН (ИК СО РАН),
к.х.н.

Беклемишев Анатолий Борисович

главный научный сотрудник,
ФГБНУ «Федеральный Исследовательский центр
фундаментальной и трансляционной медицины»,
НИИ Биохимии,
профессор, д.б.н.

Биокатализ как самостоятельное научно-практическое направление Биотехнологии сформировался более полувека тому назад, и в самом начале своего становления назывался «инженерная (или прикладная) энзимология». Исследования были полностью направлены в сторону решения сугубо практических задач целенаправленного превращения исходного реагента (субстрата) в востребованный рынком продукт с помощью одной (реже – нескольких) ферментативных реакций. Основной задачей, решаемой специалистами в области биокатализа, являлась разработка технологии производства целевого продукта в целом, включая приготовление активного и стабильного биокатализатора (БК), а также дизайн высокопроизводительных специально сконструированных реакторов, в том числе вихревых. Учитывая междисциплинарный характер данного направления, специалистам требовались разносторонние знания, профессиональные навыки и компетенции из различных областей, таких, как энзимология, микробиология и генная инженерия, ферментативный катализ, а также кинетика, макрокинетика (диффузионная), химическая технология и инженерные дисциплины. В последнее время в связи с развитием молекулярной биологии и генетической инженерии встал вопрос: «Как сконструировать генно-инженерный (рекомбинантный) штамм, продуцирующий целевой фермент с заданными и/или регулируемыми каталитическими свойствами в больших количествах (супер-продукент) и, важно, *внеклеточно*, что значительно упрощает процесс выделения и очистки?». В настоящее время ответ на данный вопрос получен, соответствующие протоколы генно-инженерных манипуляций составлены и апробированы, и так называемые рекомбинантные ферменты стали вполне доступными реагентами. Стоимость таких ферментов и, как результат, стоимость приготовленных

биокатализаторов существенно снизились, что в конечном итоге привело к падению рыночной цены конечного продукта. В 2022 г. производство биокатализаторов составляло 25 % от общих расходов на суммарное мировое производство всех катализаторов [1]. Основным производителем и продавцом коммерческих биокатализаторов является компания NOVO (Novozymes, novozymes.com). Авторы обзора [1] уверены, что в ближайшие 10 лет применение ферментов в мировой экономике, медицине, экологии будет интенсивно расширяться. С точки зрения химика наиболее интересным направлением в биокатализе является разработка альтернативных процессов получения востребованных на рынке продуктов органического синтеза с помощью ферментов как уникальных катализаторов биологической природы.

Внедрение *гетерогенного биокатализа* в практику промышленного производства началось в 1970–80 гг. В настоящее время эффективно работают 10 крупнотоннажных процессов с участием гетерогенных биокатализаторов (табл. 1), более 130 коммерческих биокаталитических процессов описаны в монографиях [2–9]. Несомненно, основой для успешного внедрения биокаталитического процесса в промышленность является активный и стабильный гетерогенный биокатализатор, приготовленный путем иммобилизации ферментативно-активных субстанций (ФАС) на/в доступных носителях/матрицах. В качестве ФАС используют не только выделенные индивидуальные ферменты, но и целые, частично или полностью разрушенные микроорганизмы-продуценты [9].

ТАБЛИЦА 1. Промышленные гетерогенные биокаталитические процессы

Продукт	Фермент как активный компонент биокатализатора	Объем производства, тонн в год
Глюкозо-фруктозные сиропы	Глюкозоизомераза	10 ⁷
Акриламид*	Нитрилгидратаза	10 ⁵
Переэтерифицированные пищевые жировые продукты*	Липаза	10 ⁵
Безлактозное молоко	Лактаза	10 ⁵
Биодизель*	Липаза	10 ⁴
Модифицированные антибиотики* (ампицилин)	Пенициллин G ацилаза	10 ⁴
L-аспарагиновая кислота (из фумаровой кислоты)	Аспартаза	10 ⁴
Аспартам® (подсластитель)	Термолизин	10 ⁴
Энантиомеры спиртов и аминов* (хиральное разделение)	Липаза	10 ³

*традиционные продукты химической промышленности

Носители неорганической природы, такие как природные минералы (глины, цеолиты), оксиды металлов и материалы на основе диоксида кремния (силикагели, азросилы), а также современные наноструктурированные углеродные материалы, полученные на основе нанотрубок, нановолокон, наносфер, рассматриваются как перспективные для приготовления коммерчески привлекательных БК благодаря их химической инертности, высокой устойчивости в реакционных средах, широкой доступности и относительно низкой стоимости. Механическая прочность и гидродинамические параметры неорганических носителей обеспечивают эффективную работу реакторов различного типа: проточных *вытеснения* (с неподвижным или псевдооживленным слоем), периодических *смещения*, вихревых реакторов.

Следует отметить еще раз, что биокаталитические процессы промышленного масштаба, описанные в табл. 1, проводят в *гетерогенном варианте*, т.е., с участием твердофазных (гетерогенных) биокатализаторов. Согласно всем приведенным в литературе экономическим оценкам, гетерогенные процессы, проводимые в реакторах периодического или непрерывного действия, являются наиболее экономически выгодными по стоимости конечного продукта по сравнению с гомогенными технологиями. Так, компания TANABE SEYAKU (Япония, 1973 г.) сравнила затраты на производство ценного продукта – L-аспарагиновой кислоты, в гомогенном и гетерогенном вариантах. Расчеты показали, что за счет многократного использования иммобилизованных ферментов и существенного повышения их стабильности стоимость биокатализатора уменьшилась в ~9 раз, а затраты всего процесса, включающего стадию отделения готового продукта от БК и его очистки, – в 1,4 раза [2]. С тех пор расчеты экономической эффективности гетерогенных биокаталитических процессов по сравнению с их гомогенными вариантами изменились только в более выгодную сторону, поскольку для приготовления БК, как отмечалось выше, используют более дешевые и доступные рекомбинантные (генно-инженерные) ферменты. Кроме того, в настоящее время исследуют и апробируют дополнительные подходы, называемые «ферментной инженерией» или «инженерией биокатализаторов», заключающиеся в модуляции (изменении, управлении, контроле) каталитических свойств иммобилизованных ферментов путем выбора оптимального носителя-адсорбента. По мнению авторов обзора [10], «ферментная инженерия» полностью совместима с другими химическими и/или биологическими методами улучшения функциональных свойств ферментов. Успех данной «инженерной» работы определяется не только успехами генной инженерии, но достижениями химиков-материаловедов, разрабатывающих разнообразные современные функциональные материалы, перспективные для иммобилизации ФАС. Действительно, управление функциональными свойствами ферментов с помощью «ферментной инженерии» является интересным перспективным направлением в развитии гетерогенного биокатализа. Авторы глубокого и всеобъемлющего обзора [11] поставили вопрос: «Является ли иммобилизация ферментов зрелой дисциплиной?» и дали на него следующий ответ: «Хотя многие исследователи

считают иммобилизацию ферментов зрелой дисциплиной, в которой почти все уже сделано (начиная с 1960-х), мы скорее считаем, что требуются еще более глубокие исследования для составления оптимальных протоколов иммобилизации, а также для объяснения нежелательных воздействий на фермент в процессе иммобилизации с целью исключения их негативного влияния на свойства приотключенного БК». По мнению авторов [11], «можно считать, что мы еще далеки от границ этих исследований, и будущее может принести много новых и замечательных достижений». Как и более полувека тому назад, разработка коммерчески привлекательного, активного и стабильного биокатализатора до сих пор является актуальной и непростой задачей, в котором все компоненты – природа фермента и носителя, способ иммобилизации, условия реакции и процесса в целом – играют одинаково важную роль.

Требования, предъявляемые к промышленным гетерогенным биокатализаторам, формулируются прежде всего в зависимости от востребованности и стоимости конечного продукта на рынке. Очевидно, промышленный БК должен обладать сравнительно высокой ферментативной активностью, обеспечивающей конверсию субстрата, близкую к 50 %, за десятки минут. Допустимым считается то, что наблюдаемая при иммобилизации потеря активности, обусловленная инактивацией фермента при непосредственном взаимодействии с поверхностью носителя, составляет ~25 % от активности растворимого фермента; «скрытая» активность из-за наличия диффузионных ограничений – ~20 %. Однако в редких случаях наблюдается гиперактивация иммобилизованного фермента, т.е. доля сохранившейся при иммобилизации активности превышает 100 %, что особенно характерно для липаз, иммобилизованных на гидрофобных носителях [12]. Промышленный БК должен обладать высокой операционной стабильностью в условиях его функционирования, а также повышенной термостабильностью, позволяющей провести процесс с высокими скоростями в относительно стерильных условиях (выше 50 °С). Стабильность, характеризующаяся временем полу-инактивации ($t_{1/2}$), равным 120 сут, позволяет проводить непрерывный процесс конверсии субстрата без перезагрузки реактора в течение 1 года [2]. Важным параметром является стоимость гетерогенного биокатализатора, включая стоимость фермента как активного компонента, носителя и метода иммобилизации. Вклад в стоимость конечного продукта не должен превышать 10 % (лучше 1 %). Очевидно, что требования к стоимости БК, осуществляющего синтез дорогостоящих хиральных производных для фармацевтической промышленности, отличаются от требований, предъявляемых к биокатализатору для многотоннажного производства глюкозо-фруктозных сиропов в пищевой промышленности. Важнейшей характеристикой любого коммерческого катализатора является его *продуктивность*, которая оценивается в тоннах произведенного продукта на 1 кг катализатора за время его функционирования. Продуктивность биокатализатора (в отличие от катализатора химической природы) оценивается как произведение активности БК при $t_{1/2}$ на два времени полу-инактивации ($t_{1/2}$), $A \cdot 2t_{1/2}$, т.е. эксплуатацию БК заканчивают при потере 75 % первоначальной

активности (а не 50 %, как в химическом катализе). Промышленные биокатализаторы, например, для производства глюкозо-фруктозных сиропов, имеют суммарную продуктивность, равную не менее 4 т/кг БК.

Программа российской технологической платформы «БиоТех2030. Биоиндустрия и биоресурсы», а также дорожная карта «Развитие биотехнологий и генной инженерии» была составлена в соответствии с указом Президента РФ от 7 июля 2011 г. № 899 «Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в РФ», где приведен перечень критических технологий, среди них: п. 3. Биокаталитические, биосинтетические и биосенсорные технологии и п. 10. Технологии биоинженерии.

В данной статье авторы описали результаты своих научно-практических исследований по разработке и приготовлению гетерогенных биокатализаторов для процессов низкотемпературного ферментативного синтеза разнообразных сложных эфиров (СЭ) различного назначения. Это сложные эфиры насыщенных монокарбоновых (жирных) C_4-C_{18} кислот и алифатических C_2-C_{16} спиртов, а также моноэфиры C_2-C_6 диолов. В работе достаточно подробно описаны свойства БК, активным компонентом которых является «авторская» рекомбинантная липаза, сконструированная методами генетической инженерии (рук. Беклемишев А.Б.). Обратим внимание на наиболее существенные различия, указывающие на очевидные преимущества биокатализа перед традиционным органическим синтезом сложных эфиров (табл. 2):

- 1) более широкая специфичность относительно субстрата – спирта;
- 2) синтез эфиров *углеводов*, синтез которых традиционными химическими методами невозможен;
- 3) более простое аппаратное оформление процесса синтеза;
- 4) наличие регио- и стерео-специфичности реакций синтеза/гидролиза.

По мнению авторов, приготовленные ими биокатализаторы и биокаталитические процессы являются вполне достойной альтернативой химическому органическому синтезу.

ТАБЛИЦА 2. Сравнение биокаталитических процессов синтеза сложных эфиров жирных кислот и алифатических первичных спиртов с органическим синтезом

Параметры	Биокатализ	Органический синтез
Субстрат / реагент – алифатический спирт	C_2-C_{16}	C_1-C_4
Субстрат / реагент – жирная кислота	C_4-C_{18}	C_4-C_{18}
Субстрат / реагент – углеводы (глюкоза, фруктоза, мальтозы)	Синтез эфиров жирных кислот с углеводами	Синтез эфиров невозможен
Температура реакции, °С	20–50	120–160
Конверсия кислоты, %	85–90	90–100
Необходимость удаления воды как продукта реакции	Не требуется	Обязательно
Побочные продукты	Отсутствуют	Присутствуют (в виде сульфатов)
Очистка конечного продукта	Вакуумная дистилляция, криоочистка	Вакуумная дистилляция
Другие свойства	Регио- и стереоспецифичность	Отсутствует

Результаты и обсуждение

Биокаталитическая перэтерификация растительного масла с этилацетатом в этиловые эфиры жирных кислот

Смесь метиловых (реже – этиловых) эфиров жирных кислот, входящих в состав растительных масел, в настоящее время называют биодизелем. В Европе большинстве случаев в качестве горючего используют смеси биодизеля с традиционным углеводородным дизельным топливом. Наиболее распространенной маркой является топливо B20 следующего состава: биодизель – 20 %, дизель – 80 %, т.е., цифры после буквы В обозначают процентное содержание биодизеля. При использовании горючего B5–B20 не требуется технических изменений в двигателях внутреннего сгорания, поскольку данные смеси имеют очень близкие к дизельному топливу физико-химические показатели (вязкость, теплотворность). В России систематические исследования по разработке коммерческих биокатализаторов процесса получения биодизеля из растительных масел не проводились, так как считалось, что производство биодизеля в качестве добавки к традиционному дизелю в российском регионе нерентабельно, в том числе из-за низкой урожайности технических масличных сельскохозяйственных культур (рапса).

В обзоре [13], посвященном современному состоянию и перспективам производства биодизеля, описаны современные технологии перэтерификации триглицеридов масел с участием катализаторов различной природы, в том числе ферментов – липаз. Пристальное внимание уделено гетерогенным катализаторам химической природы, а именно, кислотно-основным катализаторам на основе нанесенных оксидов металлов, таких как CaO/SiO_2 , Fe_2O_3/CaO , Fe_2O_3/KOH , $KF/CaO-Fe_3O_4$. Максимальная, практически полная конверсия триглицеридов (99 %) была получена при метанолизе рапсового и соевого масел на катализаторах Na/Al-SBA-15 за 6 ч при 65 °С [13]. В обзорах [14, 15] более подробно описаны биокатализаторы на основе иммобилизованных микробиальных липаз, включая коммерческие БК компании NOVO (novozymes.com).

Интересные аналитические оценки вклада цены биокатализатора (липазы) в стоимость произведенного биодизеля (в \$/кг) проведены в работе [16]. В описанных авторами условиях, при использовании коммерческих БК типа Lipozyme® и Novozym® величина этого вклада зависела от типа сырья – рафинированные или отработанные растительные/фритюрные масла, и составляла от 0,2 до 3 \$/кг, тогда как при участии разработанного цельноклеточного биокатализатора вклад снижался на порядок (до 0,05 \$/кг), независимо от качества исходного сырья, что делало процесс получения биодизеля вполне рентабельным [16].

Авторы данной статьи (Коваленко с сотр.) исследовали периодические и непрерывные процессы получения этиловых эфиров жирных кислот в реакции переэтерификации триглицеридов растительных масел с участием менее токсичных, чем метанол, ацил-доноров, таких как, метил- или этил-ацетат. В результате получали этиловые эфиры жирных кислот (биодизель) из подсолнечного масла и более ценный продукт – витамин F (из льняного масла) [17]. В оптимально подобранных условиях переэтерификации (40 °С, времени контакта 3,5 ч в реакторе с неподвижным слоем, мольном соотношении масла и этилацетата, равном 1:(15 ÷ 20)) максимальная конверсия триглицеридов в этиловые эфиры жирных кислот – пальмитиновой, стеариновой, олеиновой и линолевой кислот – составила 60 % [17]. Время полу-инактивации приготовленных БК в условиях периодического процесса составило 720 ч [17]. Биокатализатор оптимального состава, способ его приготовления и способ переэтерификации растительных масел с использованием этого биокатализатора был защищен патентом РФ [18].

Биокаталитическая этерификация жирных кислот алифатическими спиртами

Синтез сложных эфиров органических карбоновых кислот, в том числе жирных, протекает путем этерификации кислот спиртами в неводных средах с использованием или без органических растворителей. Короткоцепочечные сложные эфиры применяют в качестве душистых веществ, отдушек, длинно-цепочечные – в качестве смягчающих и поверхностно-активных компонентов, востребованных парфюмерной и косметической промышленностями [19–22]. Следует отметить, что рынок душистых веществ и ароматизаторов, оцененный в 2019 г. в \$28 млрд, имеет устойчивую тенденцию к росту. Ожидается, что с 2021 по 2027 гг. совокупный годовой темп роста составит 4,7%, до \$35 млрд (Flavors and Fragrance Market Size, Share & Trends|Forecast by 2027. <https://www.alliedmarketresearch.com/flavors-and-fragrances-market> (accessed on Dec 11, 2021)). В современных обзорах и работах [23–25] описаны ферментативные синтезы эфиров углеводов, аскорбиновой кислоты (в качестве субстрата-спирта), фитостериола, с насыщенными и ненасыщенными жирными C₁₂–C₁₈ кислотами. Эфиры жирных C₁₂–C₁₆ кислот с углеводами (глюкозой, фруктозой, маннозой, арабинозой) используют как подсластители и неионные, биodeградируемые, нетоксичные сурфактанты в пищевой и косметической промышленности, кроме того, данные эфиры обладают выраженным противомикробным действием, что позволяет использовать их в медицине.

Процессы проводят с помощью иммобилизованными липаз, в том числе, в составе коммерческих биокатализаторов Novozyme® и Lipozyme® (novozymes.com), приготовленных на основе рекомбинантных липаз, иммобилизованных на макропористом акриловом полимере и мелкодисперсном силикагеле соответственно.

Моноэфиры жирных кислот с многоатомными спиртами, включая этилен- и пропилен- гликоли, используют как поверхностно-активные вещества и присадки к моторным маслам, поскольку данные соединения обладают высокими чистящими, моющими, эмульгирующими, диспергирующими и стабилизирующими свойствами. Добавление к нефтяной основе технически обоснованного количества сложного эфира приводит к существенному улучшению его эксплуатационных параметров, таких как повышение смазочных и вязкостно-температурных характеристик и снижение температуры застывания [26, 27]. Высокое качество сложнэфирных смазочных материалов служит основой для разработки базовых авиационных и редукторных масел, а также универсальных и всесезонных (в том числе арктических) моторных масел. В маслах 1-го поколения использовали метиловые эфиры алифатических двухосновных кислот. Наиболее широкое применение нашел диоктил себацат (ДОС) – диизооктиловый эфир себаценовой (декандиновой, HOOC–(CH₂)₈–COOH) кислоты [26]. Масло, приготовленное на основе высокоочищенной нефтяной базовой жидкости и ДОС, работало при температурах от –50 °С до +50 °С. В маслах 2-го поколения, разработанных для самолетов с газотурбинным двигателем, летающих с двукратным превышением скорости звука, в качестве основы используют сложные моноэфиры полиолов – неопентана (2,2-диметилпропан, C(CH₃)₄), триметилпропана, триметилпропана, пентаэритрита (2,2-бис(гидроксиметил) пропан-1,3-диола, C(CH₂OH)₄). Масла 2-го поколения превосходят масла 1-го поколения по смазочным характеристикам, летучести, термостабильности и работоспособности в интервале температур от –60 °С до +200 °С [26, 27]. Продукты реакции этерификации монокарбоновых кислот алифатического ряда, например C₅–C₉ кислот, получаемых окислением нефтяных парафинов, и пентаэритрита, являются ценными востребованными соединениями.

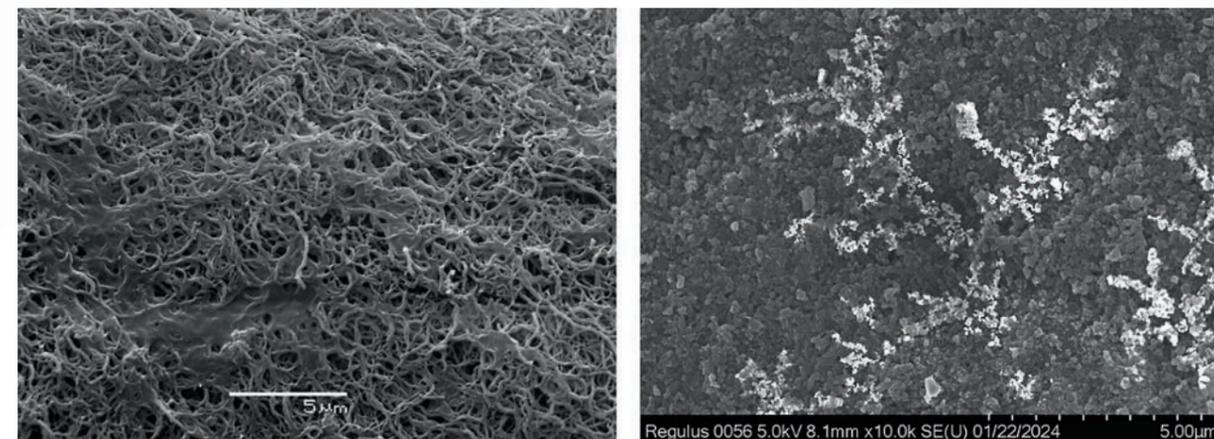
Авторы данной статьи (Коваленко с сотр.) в течение последних 13 лет проводят научно-практические исследования по приготовлению гетерогенных биокатализаторов, обладающих ферментативной активностью липазы, и всесторонне изучают их каталитические свойства в реакции этерификации насыщенных монокарбоновых C₄–C₁₈ кислот первичными алифатическими C₂–C₁₆ спиртами, а также C₄–C₆ диолами. Как отмечалось выше, специалисты по генетической инженерии и молекулярной биологии (рук. д.б.н. Беклемишев А.Б.) сконструировали два генно-инженерных штамма-продуцента термофильной липазы из микроорганизма *Thermomyces lanuginosus*, один из которых *rPichia/lip* синтезировал целевой фермент внеклеточно и количественно секретировал его в ростовую среду, откуда липаза легко выделялась и частично очищалась. Путем адсорбционной иммобилизации рекомбинантной липазы на неорганических носителях были приготовлены и изучены три биокатализатора с рабочими названиями

ТАБЛИЦА 3. Описание разработанных БК для низкотемпературного синтеза сложных эфиров

Рабочее название	Носитель-адсорбент для липазы	Содержание БК в реакционной среде, мас %	Активность катализатора* мкмоль/мин/г БК	Каталитическая константа, сек ⁻¹	Патент
ЛипоСил	Силикагель КСК-Г	22–24	40–60	3,7	[29]
ЛипоКарб	Углеродный аэрогель из МУНТ	1	300–600	110,0	[30]
ЛипоСИБ	Сибунит™	20–22	10–15	–	

* Условия этерификации: 20 ± 2 °С, 0,25 М гептановая кислота, 0,50 М бутиловый спирт, гексан

РИСУНОК 1. СЭМ-изображения биокатализаторов ЛипоКарб и ЛипоСИБ, полученные на электронных микроскопах JSM 6460 LV (Jeol, Япония) и Regulus 8230 (Hitachi, Япония)



ЛипоСил, ЛипоКарб, ЛипоСИБ (таблица 3), которые, по мнению авторов, могут быть коммерчески привлекательными для процессов низкотемпературного синтеза различных сложных эфиров. Биокатализатор ЛипоСил был приготовлен пропиткой по влагеомкости коммерческого мезопористого силикагеля водными растворами липазы, с последующей сушкой в условиях окружающей среды. Биокатализатор ЛипоКарб был приготовлен путем физической адсорбции липазы на макропористом углеродном аэрогеле, образованным хаотическим переплетением углеродных нанотрубок (МУНТ) (рис. 1а). Биокатализатор ЛипоСИБ (рис. 1б) был приготовлен аналогично ЛипоКарбу, только в качестве адсорбента использовали коммерческий носитель Сибунит™, образованный наночастицами пироуглерода, в том числе Сибунит™, модифицированный введением атомов азота с помощью оксида азота [28].

Известно, что липазы (гидролазы эфиров глицерина, КФ 3.1.1.3) обладают уникальным свойством проводить

ферментативные реакции (синтез эфиров) в среде органических растворителей, абсолютно «чуждой» среде для их функционирования в живых организмах (гидролиз триглицеридов). Выбор оптимального состава неводной реакционной среды для синтеза эфиров липазами является далеко не простой научно-практической задачей, от решения которой зависят основные параметры процесса этерификации, такие как скорость реакции, состояние равновесия в системе «гидролиз ⇌ синтез», выход целевого продукта, а также стабильность БК. На примере реакции ферментативного синтеза бутил гептаноата (бутилового эфира янтарной C₇ кислоты) было обнаружено, что чистый гексан являлся оптимальной реакционной средой [31, 32].

В дальнейшем было показано, что оптимальный состав реакционной среды и условия проведения реакции этерификации определяются природой реагентов, прежде всего растворимостью субстратов и продукта в органических растворителях (таблица 4).

ТАБЛИЦА 4. Оптимальный состав реакционной среды для проведения реакции этерификации с участием биокатализаторов типа ЛипоКарб

Субстраты и сложные эфиры (СЭ)	Оптимальный состав реакционной среды	Продолжительность одного реакционного цикла для достижения ≥ 85%-ной конверсии субстрата-кислоты
Короткоцепочечные СЭ жирных C ₄ –C ₇ кислот и первичных алифатических C ₂ –C ₈ спиртов	Гексан	C ₄ –C ₆ кислоты – 10 ч C ₇ кислота – 2–4 ч
Длинноцепочечные СЭ жирных C ₉ –C ₁₈ кислот и первичных C ₉ –C ₁₆ спиртов	Г:ДЭЭ = 3:1	6–10 ч
Моноэфиры C ₄ –C ₆ диолов и гептановой C ₇ кислоты	Хлороформ	24 ч

Этерификацию проводили в периодическом режиме в герметичных сосудах в течение 5–40 реакционных циклов, при этом продолжительность (в час, сут) каждого цикла определялась временем практически полной ($\geq 85\%$) конверсии органической кислоты в эфир. Для подготовки БК к следующему реакционному циклу использовали бинарные смеси растворителей гексана (Г) и диэтилового эфира (ДЭЭ), поскольку под действием данного бинарного растворителя десорбция продукта реакции (сложного эфира) с поверхности изученных носителей, как углеродной, так и силикатной природы, протекала наиболее полно.

Практически важным свойством приготовленных биокатализаторов являлась их *субстратная специфичность*: изменение этого свойства в зависимости от химической природы носителя-адсорбента была исследована наиболее подробно. Были составлены матрицы и/или диаграммы специфичности приготовленных БК для более 60 пар субстратов. Например, как видно на диаграмме рис. 2, адсорбированная липаза обладает широкой субстратной специфичностью: так, высокие скорости реакции наблюдались при этерификации C_7 – C_{10} кислот и C_4 – C_{16} спиртов.

В результате систематических достаточно масштабных исследований субстратной специфичности биокатализаторов типа ЛипоСил и ЛипоКарб были обнаружены как общие свойства приготовленных БК, так и различия, обусловленные химической природой носителей-адсорбентов. Как отмечалось выше, биокатализаторы обладали *широкой субстратной специфичностью* в реакции синтеза широкого набора сложных эфиров (СЭ) насыщенных монокарбоновых (жирных) C_4 – C_{18} кислот и первичных алифатических C_2 – C_{16} n -спиртов в очень мягких условиях ($20 \pm 2^\circ C$, 1 бар). Сравнительный анализ также показал, что общими для двух типов БК являются следующие свойства:

- 1) *максимальная* по величине скорость реакции наблюдалась при синтезе бутил гептаноата – сложного эфира гептановой C_7 кислоты и бутилового C_4 спирта (*n*-, *iso*-), поэтому при составлении матриц и/или диаграмм специфичности данная скорость и соответствующая ей активность БК принималась за единицу, 1,0;

- 2) *минимальной* по величине была скорость синтеза этиловых (C_2) эфиров жирных кислот;
- 3) интересно, что скорость синтеза сложных эфиров C_{10} деканола была также *минимальной* по величине и не зависела ни от химического строения молекулы субстрата-кислоты, ни от природы носителя-адсорбента – силикагель или углеродный аэрогель (на кривой зависимости скорости реакции от длины углеродной цепи спирта наблюдался выраженный глубокий минимум [34]);
- 4) изомеры C_4 – C_5 кислот (*iso*-) этерифицировались со скоростями на 1–2 порядка ниже по сравнению с их линейными молекулами (*n*-), в то же время изомерия C_4 – C_5 спиртов практически не влияла на скорость этерификации;
- 5) влияние на скорость этерификации строения молекулы субстрата-кислоты, а именно, длины углеродного скелета, было заметнее и существеннее, по сравнению с длиной молекулы субстрата-спирта (рис. 2);
- 6) скорость реакции этерификации с участием вторичных спиртов была на порядок ниже по сравнению с первичными; третичные спирты в реакции этерификации не участвовали.

При анализе субстратной специфичности биокатализаторов ЛипоСил и ЛипоКарб были выявлены следующие различия:

- 1) в реакции синтеза этиловых C_2 эфиров монокарбоновых C_4 – C_{18} кислот относительная активность ЛипоСил была существенно *ниже*, чем у липазы в составе биокатализатора ЛипоКарб: например, для C_4 – C_6 кислот – в 2,4–2,8 раза ниже, для C_7 – C_{18} кислот – в 1,2–1,6 раз ниже (рис. 3а). По-видимому, углеродный аэрогель, активно адсорбируя этиловый C_2 спирт на поверхности МУНТ, проявлял защитный эффект от инактивирующего (токсичного) действия этанола на жизненно важные ферменты, в том числе липазу; при этом в реакции синтеза бутиловых C_4 эфиров данный эффект не наблюдался (рис. 3б).
- 2) при синтезе высокомолекулярных СЭ высших C_7 – C_{18} кислот (например, C_9 , C_{10} , C_{18}) и C_4 – C_{11} спиртов, наоборот, относительная активность ЛипоСил была в 1,5–2 раза *выше* по сравнению с ЛипоКарб (рис. 3б), что было весьма неожиданным результатом.

РИСУНОК 2. Диаграмма специфичности ЛипоСил в реакции этерификации (а) C_4 – C_{18} кислот бутиловым C_4 спиртом, (б) гептановой C_7 кислоты C_2 – C_{16} спиртами

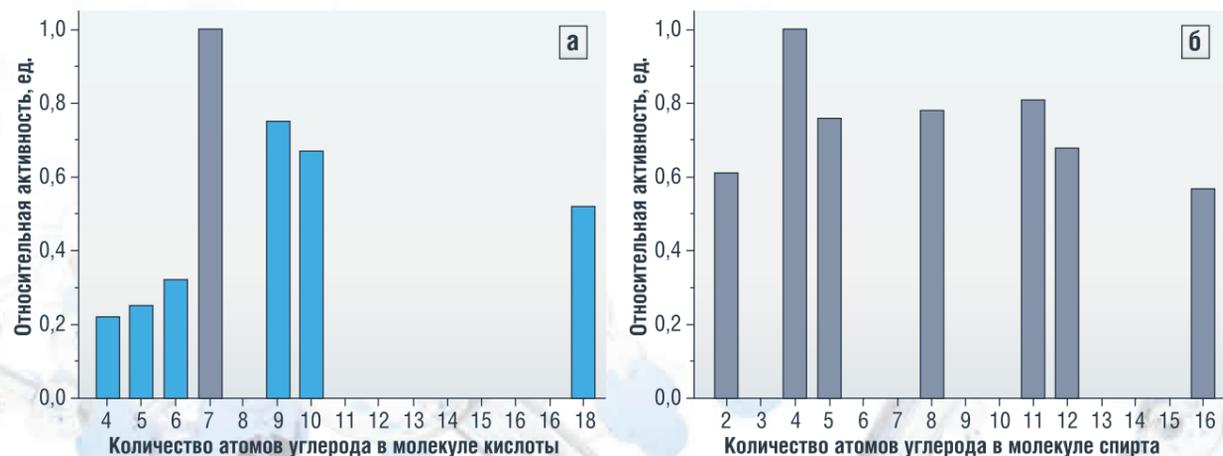
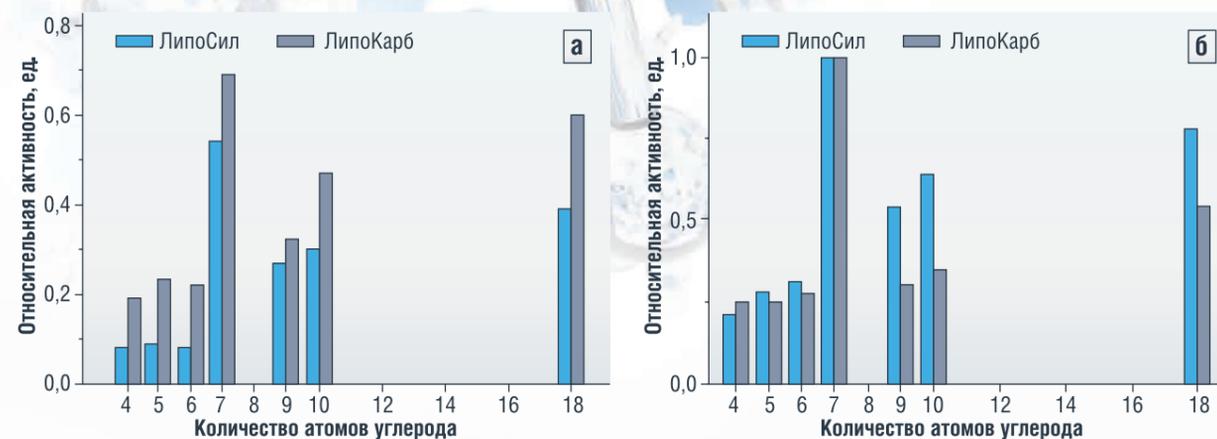


РИСУНОК 3. Диаграмма специфичности биокатализаторов ЛипоСил (голубые колонки) и ЛипоКарб (серые колонки) в реакциях этерификации жирных C_4 – C_{18} кислот (а) этанолом и (б) n -бутанолом



Общеизвестно, что любой гетерогенный процесс, в том числе ферментативной этерификации, является многостадийным и включает как минимум стадии массопереноса субстратов из реакционной среды в пористое пространство носителя к адсорбированному на поверхности ферменту; реакцию синтеза эфира; массоперенос синтезированного продукта в реакционную среду. В результате изменение скорости этерификации является довольно непредсказуемым, и, как показали исследования, гидрофильный ЛипоСил оказался более эффективным биокатализатором синтеза гидрофобных высокомолекулярных СЭ по сравнению с гидрофобным ЛипоКарб. Следует подчеркнуть несомненное преимущество ЛипоСил и ЛипоСИБ по сравнению с ЛипоКарб, которое заключается в том, что носителем-адсорбентом для приготовления данных БК являются коммерческие мезопористые носители – силикагель КСК-Г® и Сибунит™, доступные и относительно дешевые продукты многотоннажного химического производства.

Как отмечалось выше, моноэфиры жирных кислот и многоатомных спиртов, алифатических полиолов, обладают высокими чистящими, моющими, а также эмульгирующими, диспергирующими и стабилизирующими свойствами и используются как компонент синтетических смазочных масел. Авторы исследовали реакцию низкотемпературного синтеза моноэфиров диолов и гептановой кислоты в хлороформе [33]. Было показано, что скорость синтеза эфиров гептановой кислоты с короткоцепочечными C_2 , C_3 диолами, содержащими как первичные, так и вторичные ОН-группы, является чрезвычайно низкой (близкой к нулю), и конверсия кислоты $\geq 50\%$ наблюдалась только через 7 сут.

Было установлено, что короткоцепочечные C_2 – C_4 диолы являлись необратимыми ингибиторами адсорбированной рекомбинантной липазы. Диолы, такие как 1,6-гександиол и разветвленный 2-этилгексан-1,3 диол, этерифицировались со сравнительно высокими скоростями: так, максимальное значение активности составило 84 мкмоль/мин/г ЛипоКарб; конверсия C_7 кислоты в реакции этерификации 1,6-гександиолом – 94% за 24 ч; доля моноэфира диола – $99 \pm 1\%$ [33]. Было обнаружено, что при синтезе моноэфиров диолов важную роль играло расстояние между ОН-группами в их молекуле. Действительно,

наблюдалась достоверная корреляция между данным расстоянием и активностью приготовленных БК: чем дальше друг от друга находились ОН-группы, тем выше была этерифицирующая активность биокатализаторов. Например, для этиленгликоля и его олигомеров (ди- и три-) наблюдалась линейная зависимость активности от расстояния между конечными ОН-группами [33].

Наиболее важной с практической точки зрения характеристикой является *операционная стабильность* БК, именно эта характеристика вносит значительный вклад в оценку продуктивности биокатализатора (в тоннах продукта/кг БК). Приготовленные биокатализаторы ЛипоСил и ЛипоКарб обладали высокой стабильностью и сохраняли первоначальную ферментативную активность в течение нескольких десятков реакционных циклов (рисунк 4). Одна из причин высокой стабильности заключалась в накоплении *внутри* биокатализатора образовавшейся при этерификации воды (продукта этой реакции), что создавало благоприятное водное микроокружение для иммобилизованной липазы. Основой причиной инактивации биокатализаторов в реакционных средах полярных органических растворителей (ацетон) была дегидратация БК. Поскольку этерифицирующая активность ЛипоСил и ЛипоКарб практически не изменялась в течение 30–40 реакционных циклов (500–1000 ч работы), то была оценена продуктивность биокатализаторов. В изученных условиях в зависимости от молекулярной массы СЭ продуктивность составила ~2–6 тонн синтезированного СЭ на 1 кг биокатализатора.

Как отмечалось выше, в хлороформе биокатализаторы полностью инактивировались в течение первых трех реакционных циклов. Для их ре-активации было предложено периодически заменять реакционную среду, а именно, хлороформ на гексан. Так, после каждого реакционного цикла синтеза моноэфира диола, проведенного в хлороформе, проводили следующий реакционный цикл синтеза бутил гептаноата в гексане. Было обнаружено, что при замене реакционной среды активность биокатализаторов частично или полностью восстанавливалась и даже увеличивалась (в 1,1–1,3 раза) по сравнению с первоначальной активностью (рис. 5в) [33]. При использовании разветвленного диола, 2-этил-1,3 гександиола БК инактивировался

РИСУНОК 4. Стабильность биокатализаторов (а) ЛипоСил и (б) ЛипоКарб в реакции этерификации масляной (C₄, ■) и энантовой (C₇, ●) кислот *n*-бутиловым C₄ спиртом

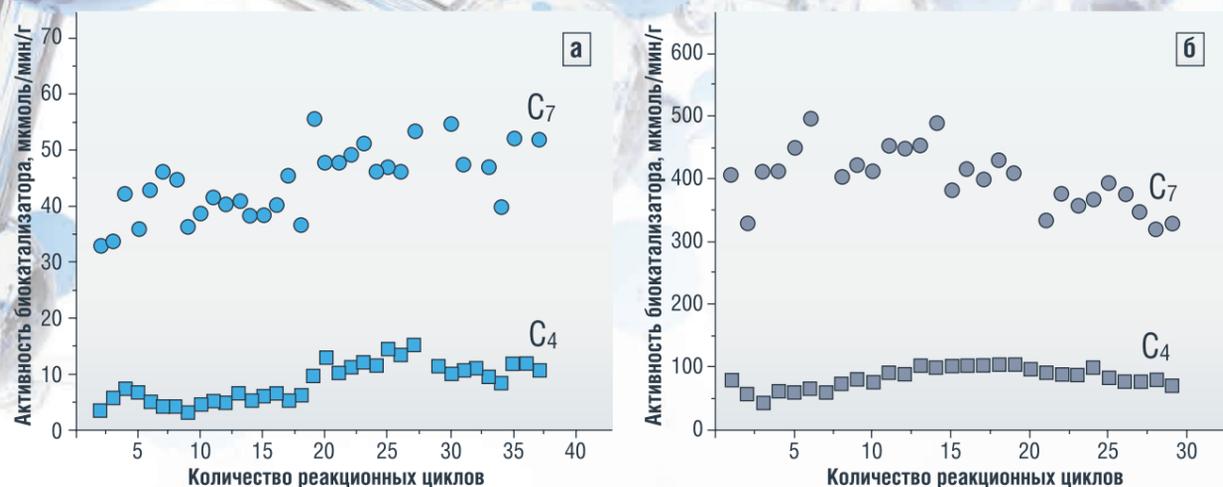
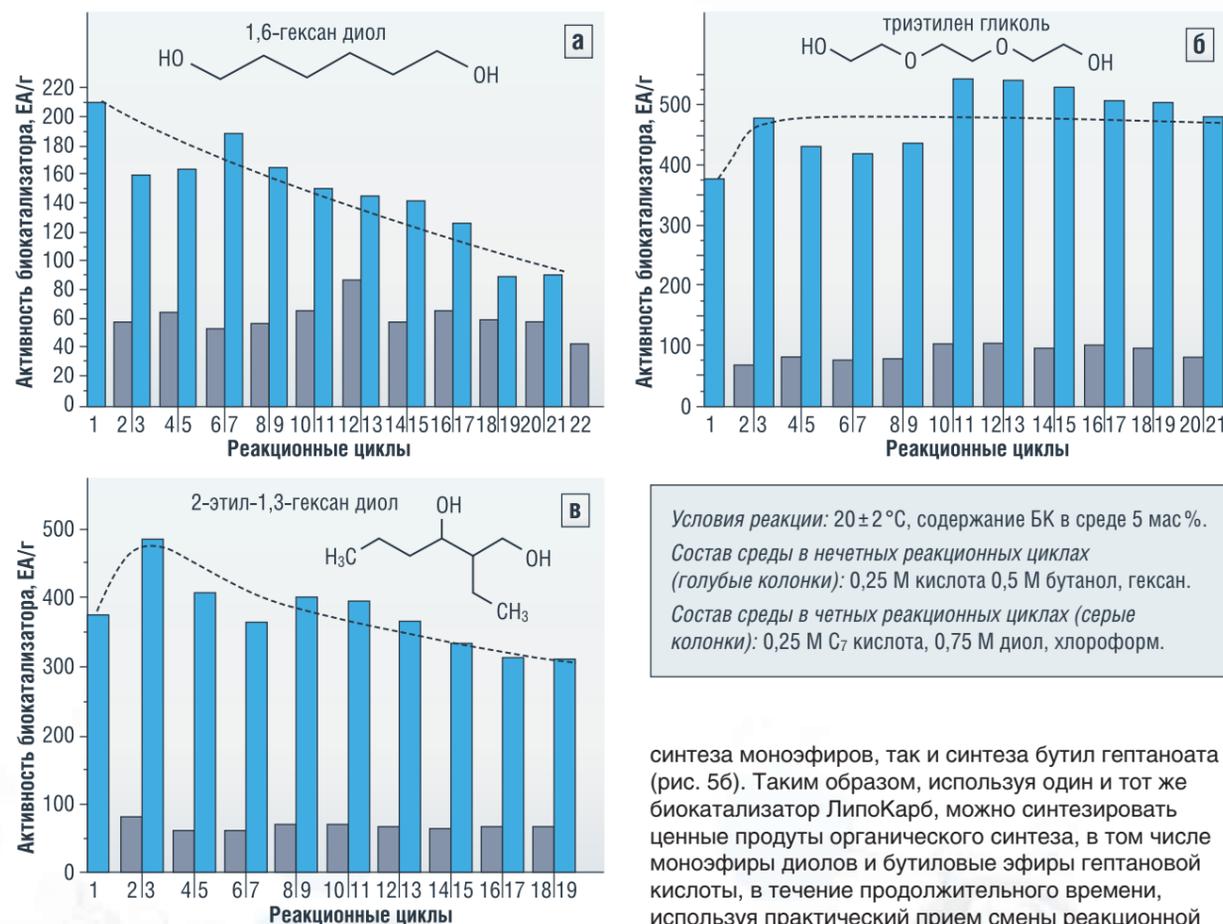


РИСУНОК 5. Активность биокатализатора ЛипоКарб в реакции этерификации гептановой кислоты (а) 1,6-гександиолом, (б) триэтиленгликолем и (в) 2-этил-1,3-гексан диолом



синтеза моноэфиров, так и синтеза бутил гептаноата (рис. 5б). Таким образом, используя один и тот же биокатализатор ЛипоКарб, можно синтезировать ценные продукты органического синтеза, в том числе моноэфиры диолов и бутиловые эфиры гептановой кислоты, в течение продолжительного времени, используя практический прием смены реакционной среды и типа реакции.

Закключение

Авторы данной работы провели систематические исследования по разработке и приготовлению гетерогенных биокатализаторов (с рабочими названиями ЛипоКарб и ЛипоСил), а также изучению их физико-химических и каталитических свойств

в реакциях низкотемпературного ферментативного синтеза ценных продуктов органического синтеза – сложных эфиров разнообразного назначения. Было установлено, что функциональные свойства приготовленных БК, такие как активность и субстратная специфичность, изменялись (модулировались) в зависимости от химической природы носителя. Так, активность и каталитическая константа для биокатализатора типа ЛипоКарб (липаза на углеродном аэрогеле) были в 20–30 раз выше, чем для ЛипоСил (липаза на силикагеле). Несмотря на широкую субстратную специфичность приготовленных биокатализаторов, синтез этиловых эфиров насыщенных монокарбоновых кислот протекал более эффективно с участием гидрофобного ЛипоКарба, тогда как синтез высокомолекулярных эфиров с выраженной гидрофобностью – с участием гидрофильного типа ЛипоСила.

Исследования процессов низкотемпературного синтеза моноэфиров диолов с гептановой C₇ кислотой с участием биокатализатора ЛипоКарб показали, что содержание моноэфира составляет 98–99%. Было показано, что скорость этерификации с участием симметричных диолов с концевыми первичными ОН-группами была максимальной и пропорционально коррелировала с расстоянием между концевыми ОН-группами. Были подобраны условия реактивации приготовленных биокатализаторов путем замены реакционной среды (хлороформ → гексан) и пары субстратов для этерификации.

По мнению авторов, приготовленные активные и высокостабильные биокатализаторы, обладающие активностью фермента липазы, обладают высоким коммерческим потенциалом для зеленых процессов низкотемпературного синтеза разнообразных сложных эфиров. ●

Литература

- С.Д. Варфоломеев, В.К. Швыдас, Е.Н. Ефременко и др. Успехи химии, 2024, 93 (12), RCR5144.
- Березин И.В., Мартинек К. Введение в прикладную энзимологию. М.: Изд-во Моск. ун-та. 1982. 383 с.
- Березин И.В. Исследования в области ферментативного катализа и инженерной энзимологии. М.: Наука. 1990. 382 с.
- Биокатализ. (ред. Березин И.В., Кузнецов В.И.). М.: Наука. 1984. 344 с.
- Hou C.H. Handbook of Industrial Biocatalysis. Taylor & Francis Group. 2005. 900 P.
- Grunwald P. Biocatalysis. Imperial College Press. 2009. 1035 P.
- Buchholz K., Kasche V., Bornscheuer U.T. Biocatalysts and Enzyme Technology. WILEY-VCH. 2005. 431 P.
- Tao J., Kazlauskas R. Biocatalysis for Green Chemistry and Chemical Process Development. WILEY. 2011. 479 P.
- Иммобилизованные клетки: биокатализаторы и процессы (ред. Ефременко Е.Н.). М.: РИОР. 2018. 500 С. (Коваленко Г.А., Перминова Л.В., Беклемишев А.Б. Иммобилизованные нерастающие микроорганизмы и их лизаты для одноферментных биокаталитических процессов. С. 57–92. DOI: 10.29039/02004-3.
- Mateo C., Palomo J.M., Fernandez-Lorente G., Guisan J.M., Fernandez-Lafuente R., Improvement of enzyme activity, stability and selectivity via immobilization techniques // *Enz. Microb. Technol.* 2007. V. 40. P. 1451–1463.
- Bolivar J.M., Woodley J.M., Fernandez-Lafuente R., Is enzyme immobilization a mature discipline? Some critical considerations to capitalize on the benefits of immobilization // *Chem. Soc. Rev.* 2022. V. 51. 6251–. DOI: 10.1039/d2cs00083k.
- Rodriguez R.C., Virgen-Ortiz J. J., dos Santos J. C.S., Berenguer-Murcia Á., Alcántara A.R., Barbosa O., Ortiz C., Fernandez-Lafuente R., Immobilization of lipases on hydrophobic supports: immobilization mechanism, advantages, problems, and solutions // *Biotechnology Advances.* 2019. V. 37. 746–770. https://doi.org/10.1016/j.biotechadv.2019.04.003.
- Salaheldeen M., Mariod A.A., Aroua M.K., Rahman S.M.A., Soudagar M.E.M., Fattah I.M.R., Current State and Perspectives on Transesterification of

- Triglycerides for Biodiesel Production // *Catalysts.* 2021. V. 11. C. 1121–1158. https://doi.org/10.3390/catal11091121.
- Cavalcante F.F.T., Neto F.S., de Aguiar Falcao I.R., da Silva Souza J.E., de Moura Junior L.S., da Silva Sousa P., Rocha T.G., de Sousa I.G., de Lima Gomes P.H., de Souza M.C.M., dos Santos J.C.S., Opportunities for improving biodiesel production via lipase catalysis // *Fuel.* 2021. V. 288. 119577. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119577.
- Коваленко Г.А. Биокатализаторы и процессы ферментативной конверсии субстратов в ценные продукты химического органического синтеза (отечественные разработки) // *Кинетика и катализ.* 2023. Т. 64. № 5. С. 499–527.
- Jin Z., Han S.-Y., Zhang L., Zheng S.-P., Wang Y., Lin Y., Combined utilization of lipase-displaying *Pichia pastoris* whole-cell biocatalysts to improve biodiesel production in co-solvent media // *Bioresour. Technol.* 2013. V. 130. P. 102–109. http://dx.doi.org/10.1016/j.biortech.2012.12.020.
- Коваленко Г.А., Перминова Л.В., Беклемишев А.Б., Яковлева Е.Ю., Пыхтина М.Б. // *Катализ в пром.* 2014. № 6. С.71–79.
- Патент РФ 2539101, опублик. в бюл. № 1 от 10.01.2015.
- Войткевич С.А. 865 душистых веществ для парфюмерии и бытовой химии. М.: Пищевая промышленность, 1994. 594 с.
- Солдатенков А.Т., Колядина Н.М., Ле Туань Ань. Основы органической химии душистых веществ для прикладной эстетики и ароматерапии. М.: ИКЦ «Академкнига», 2006. 240 с.
- Смирнов Е.В. Пищевые ароматизаторы (справочник). Санкт-Петербург: Профессия, 2008. 736 с.
- Гамаюрова В.С., Зиновьева М.Е., Шнайдер К.Л., Давлетшина Г.А. липазы в реакциях этерификации: обзор // *Катализ в промышленности.* 2020. Т. 20. № 3. С. 216–233.
- Spallett A., Joly N., Martin P., Latest Trends in Lipase-Catalyzed Synthesis of Ester Carbohydrate Surfactants: From Key Parameters to Opportunities and Future Development // *Int. J. Mol. Sci.* 2024. 25. 3727–3754. https://doi.org/10.3390/ijms25073727.
- Pereira A. S., Souza A., Fraga J. L., Villeneuve P., Torres A. G., Amaral P. F. F., Lipases as Effective Green Biocatalysts for Phytosterol Esters' Production: A Review // *Catalysts* 2022, 12, 88–112. https://doi.org/10.3390/catal12010088.
- Giorgi V., Botto E., Fontana C., Mea L.D., Vaz S., Jr., Menéndez P., Rodríguez P., Enzymatic Production of Lauroyl and Stearoyl Monoesters of D-Xylose, L-Arabinose, and D-Glucose as Potential Lignocellulosic-Derived Products, and Their Evaluation as Antimicrobial Agents // *Catalysts* 2022. V. 12. P. 610–675. https://doi.org/10.3390/catal12060610.
- Мамарасулова З.В., Громова В.В. Синтетические моторные и авиационные масла: Современное состояние и тенденции развития // *Химическая промышленность.* 2006. Т. 83, № 5, с. 251–258.
- Тонконогов Б.П., Попова К.А., Хурумова А.Ф. Перспективы применения сложных эфиров отечественного производства в качестве основ масел для авиационной техники // *Химическая Технология Топлива и Высокоэнергетических Веществ.* 2015. Т. 278. № 1. С. 109–120.
- Нартова А.В., Ананьина А.А., Семиколонов С.В., Перминова Л.В., Беклемишев А.Б., Ларичев Ю.В., Саланов А.Н., Коваленко Г.А. Активация углеродных материалов марки Сибунит оксидом азота (II): исследование физико-химических и адсорбционных свойств азотсодержащих носителей. Испытания полученных адсорбентов для приготовления биокатализаторов низкотемпературного синтеза сложных эфиров // *Катализ в промышленности.* 2025. В печати.
- Патент 2 668 405 RU C1, опублик. 08.06.2018.
- Патент 2 725 474 RU C1, опублик. 02.07.2020.
- Коваленко Г.А., Перминова Л.В. Гетерогенные биокаталитические процессы низкотемпературного синтеза сложных эфиров: выбор органического растворителя // *Катал. промышл.* 2020. Т. 20. № 4. С. 313–322. DOI: 10.1134/S2070050421010074.
- Kovalenko G., Perminova L., Beklemishev A. Heterogeneous biocatalytic esterification of recombinant *Thermomyces lanuginosus* lipase immobilized on microporous carbon aerogel // *Catalysis Today.* 2021. V.379. P. 36–41. https://doi.org/10.1016/j.cattod.2020.11.018.
- Коваленко Г.А., Перминова Л.В., Шашков М.В., Беклемишев А.Б. Биокаталитические гетерогенные процессы низкотемпературного синтеза моноэфиров диолов // *Кинет. Катал.* 2022. V. 63. № 2. С. 212–222. DOI: 10.31857/S0453881122020046.
- Коваленко Г.А., Перминова Л.В., Беклемишев А.Б., Пыхтина М.Б., Холявка М.Г., Бучельникова В.А., Артюхов В.Г. Модуляция каталитических свойств иммобилизованной рекомбинантной липазы из *Thermomyces lanuginosus* в реакции этерификации путем выбора адсорбента // *Прикладная биохимия и микробиология.* 2022. Т. 58. № 5. С. 446–458. DOI: 10.31857/s0555109922050099.

KEYWORDS: heterogeneous biocatalysts, MWCNTs, adsorption, recombinant lipase, esterification, esters of fatty acid, diol monoesters.

ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ на современном этапе экономического развития

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ МЕТОДОЛОГО-ПРАКТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОСУЩЕСТВЛЯЕМОЙ ГОСУДАРСТВОМ И НЕФТЕГАЗОВЫМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ, НАПРАВЛЕННОЙ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОТРАСЛИ, АДАПТАЦИЮ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ИЗМЕНЕНИЯМ. ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ И ПРИНЯТИЕ СОВРЕМЕННЫХ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ТРЕБУЮТ ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРОИЗВОДСТВЕННО-СЫТОВЫЕ ЦЕПОЧКИ, МАСШТАБНЫХ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ, УЧИТЫВАЮТ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ И ДР. ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В НГК ВКЛЮЧАЮТ ОСОБЕННОСТИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ ГОСУДАРСТВА И ПРЕДПРИЯТИЙ, ВНУТРЕНнюю СПЕЦИФИКУ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, СВЯЗАНЫ С КОМПЛЕКСНЫМ ВНЕДРЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПОЛИТИКА ПРЕДПРИЯТИЙ ЗАВИСИТ ОТ ПОСТАВЛЕННЫХ НА БАЛАНС ЗАПАСОВ РЕСУРСНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ, СПЕЦИФИКИ НАЦИОНАЛЬНОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА, СТАБИЛЬНОСТИ И ПРЕДСКАЗУЕМОСТИ БЮДЖЕТНО-НАЛОГОВОЙ ПОЛИТИКИ, УСЛОВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ЛИДЕРСТВО В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, В Т.Ч. В ВОПРОСАХ РАЗВИТИЯ СЕКТОРА СПГ, КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ АРКТИЧЕСКОГО И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА РОССИИ, ПОЗВОЛЯЕТ ВЫЙТИ НА ОПЕРЕЖАЮЩИЕ ТЕМПЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ, ПОВЫСИТЬ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ

IN ARTICLE ARE PRESENTED THE METHODOLOGICAL AND PRACTICAL PROVISIONS OF THE INVESTMENT POLICY IMPLEMENTED BY THE STATE AND OIL AND GAS ENTERPRISES AIMED AT ENSURING THE SUSTAINABLE FUNCTIONING OF THE INDUSTRY AND ADAPTATION TO TECHNOLOGICAL CHANGES. THE APPLICATION OF NEW METHODOLOGICAL APPROACHES AND THE ADOPTION OF MODERN MANAGEMENT DECISIONS REQUIRE CHANGES IN VALUE CHAINS, LARGE-SCALE INVESTMENTS, TAKE INTO ACCOUNT THE CLIMATIC CONDITIONS OF PROJECT IMPLEMENTATION, ENVIRONMENTAL AND GEOLOGICAL FACTORS, ETC. INVESTMENT SOLUTIONS IN THE OIL AND GAS COMPLEX INCLUDE THE PECULIARITIES OF INTERACTIONS BETWEEN THE STATE AND ENTERPRISES, THE INTERNAL SPECIFICS OF THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS, ARE ASSOCIATED WITH THE INTEGRATED INTRODUCTION OF DIGITAL TECHNOLOGIES. THE INVESTMENT POLICY OF ENTERPRISES DEPENDS ON THE RESERVES OF THE RESOURCE BASE PUT ON THE BALANCE SHEET, THE SPECIFICS OF NATIONAL LEGISLATION, THE STABILITY AND PREDICTABILITY OF THE BUDGET AND TAX POLICY, AND THE CONDITIONS FOR SUBSOIL USE. TECHNOLOGICAL LEADER-SHIP IN THE OIL AND GAS INDUSTRY, INCLUDING IN THE DEVELOPMENT OF THE LNG SECTOR, THE INTEGRATED DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESERVES OF THE ARCTIC AND CONTINENTAL SHELF OF RUSSIA, MAKES IT POSSIBLE TO ACHIEVE ADVANCED ECONOMIC DEVELOPMENT RATES AND INCREASE THE ECONOMIC EFFICIENCY OF OIL AND GAS PROJECTS

Ключевые слова: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, опережающее развитие, инвестиционная политика, инвестиционный потенциал, бюджетное финансирование, нефтегазовые доходы.

**Трофимов
Сергей Евгеньевич**
профессор Академии
военных наук,
к.э.н.

Нефтегазовый сектор российского фондового рынка находится в стадии становления, требует масштабных капиталовложений, необходимых для полноценного перехода в следующую стадию технологического развития. Деятельность финансовых подразделений предприятий направлена на повышение их экономической устойчивости, рост стоимости акционерного

капитала, который напрямую зависит от эффективности управления и функционирования, наличия необходимой ресурсно-сырьевой базы, широкого спектра взаимодействий и долгосрочных контрактов на поставку продукции. В свою очередь, крупнейшие российские корпорации в рамках основной деятельности стремятся соединить все сегменты нефтегазового производства,

сократить непроизводительные расходы, повысить прозрачность и подотчетность для акционеров. Это особенно актуально в связи с тем, что предприятия являются более гибкими в инвестиционном отношении, восприимчивыми к изменениям по сравнению с государственными ведомствами [22].

Ключевые направления и показатели инвестиционных программ предприятий рассчитываются благодаря современным цифровым технологиям. Их устойчивость обеспечивается постановкой на собственный баланс новых разведанных запасов, приобретением и поглощением других компаний, покупкой активов, обладающих значительными перспективами роста, профессиональным управленческим и кадровым составом. Отечественный топливно-энергетический рынок развивается более быстрыми по сравнению со среднемировыми темпами; особо следует выделить приток капиталовложений в нефтегазовый сектор Арктического региона. Инвестиционные решения в НГК требуют применения кардинально новых подходов ввиду внутренней специфики взаимодействия государства и предприятий, внесения изменений в производственно-сытотные цепочки, масштабных капиталовложений, экологических, геологических факторов, природно-климатических условий и др. Изменения затрагивают отдельные формы и инструменты ГР НГК, непосредственно влияют на проводимую государственную политику в части привлечения инвестиций в российскую экономику и ТЭК.

Потребность в дополнительных капиталовложениях отражается на структуре механизма ГР НГК, устойчивости функционирования нефтегазовых компаний, опосредованно влияет на макроэкономическую ситуацию. Контроль государства в отношении собственной ресурсной базы позволяет не допустить необоснованного воздействия глобальных энергетических корпораций в отношении стратегически значимых проектов и месторождений [3]. Несмотря на роль данных процессов в вопросах национальной

и энергетической безопасности, в определенной степени это также находит выражение в инвестиционном потенциале страны. Финансовая устойчивость и инвестиционные возможности для реализации стратегических проектов крупнейшими российскими нефтегазовыми компаниями предопределяется их административным ресурсом, ликвидностью капитала [15].

Методологические подходы к проведению инвестиционной политики в НГК

Инвестиции в различные сегменты НГК служат одним из критериев его экономического устойчивого развития, отражаются на основных показателях функционирования, структуре мирового и национального ТЭБ. В данном аспекте акцент ставится на динамике производства и потребления ТЭР в разрезе по странам и регионам. Одним из индикаторов объемов требуемых капиталовложений является цена на нефть, предопределяющая рентабельность проектов и например, в случае с арктическим шельфом – возможность разработки месторождений. Так, в периоды повышающей фазы экономического цикла инвестиции в сектор upstream обычно возрастают и, наоборот, сокращаются во время кризисных явлений в мировой экономике [4, 13]. Другими индикаторами выступают, в частности, платежеспособность потребителей, наличие долгосрочных контрактов на поставку углеводородов, объемы и глубина их переработки, перспективы развития ВИЭ. Вопросы долгосрочных капиталовложений требуют проведения аналитических исследований, в которые закладываются риски изменения биржевых котировок; в результате инвестиционные прогнозы разрабатываются в рамках различных сценарных вариантов [9, 12].

Для нефтегазовых предприятий гибкость и универсальность проводимой инвестиционной политики, возможность маневрирования финансовыми ресурсами обусловлены в т.ч. изменением регуляторных факторов, отражены в собственной

миссии, цели и задачах внутренних документов стратегического развития. Реализация отдельных проектов может быть отложена на неопределенный срок по инвестиционным причинам; в частности, это послужило одним из основных факторов прекращения разработки Штокмановского месторождения. Для ведущих корпораций также характерно маневрирование между осуществлением различных внутренних проектов и освоением запасов ресурсно-сырьевой базы зарубежных стран.

Государство и крупнейшие акционеры определяют инвестиционную политику предприятий в условиях волатильности котировок на нефть и значимости повсеместного внедрения принципиально новых научно-технических решений. Данные вопросы в значительной мере характерны для относительно небольших компаний, не обладающих необходимыми административными и финансовыми ресурсами, напрямую отражаются на уровне их капитализации, экономических и инвестиционных показателях. Так, реализация нефтегазовых проектов может предполагать убытки предприятий во время их осуществления, что свойственно для некрупных отраслевых участников; это также служит фактором снижения административных и управленческих расходов. Наибольшие затраты предприятий характерны для сектора upstream; крупнейшие из них зачастую планомерно снижают инвестиции, что обусловлено относительно невысокой рентабельностью новых проектов, учетом геологических, природно-климатических, экологических факторов, необходимостью строительства



УДК 338.45:622.3(470)

новой инфраструктуры, валютных рисков, условий практической реализации осуществляемой государством денежно-кредитной политики [19].

На инвестиции непосредственное воздействие оказывают внутренние технологические НИОКР, проводимая политика импортоопережения в НГК; на основании инвестиционной политики рассчитываются прогнозы и финансовые показатели предприятий. Важнейшим направлением их качественного улучшения служит глубокая переработка углеводородов с учетом экологических и политических рисков, подписания международных договоров и соглашений, изменений национального законодательства. Значимыми аспектами остаются рост различных видов расходов, целевое использование финансовых ресурсов по связанным направлениям деятельности предприятий, повышение энергоэффективности производств, которое достигается в т.ч. за счет расширения прагматичных внутренних взаимодействий. Темпы роста макроэкономических показателей напрямую влияют на структуру ТЭБ. Постепенное истощение крупнейших углеводородных залежей в ряде российских регионов и планомерное освоение перспективных нефтегазоносных участков Восточной Сибири и Дальнего Востока также находят отражение в структуре инвестиционных затрат предприятий.

Инвестиции в российский НГК зависят от внутренних возможностей национальной экономики, соответствия ключевым аспектам и тенденциям глобального энергетического рынка; в частности, капиталовложения в разработку месторождений арктического и континентального шельфа обладают значительной внутренней спецификой по сравнению с освоением запасов континентальной части

В некоторых зарубежных странах часть крупнейших проектов полностью или частично финансируются из средств суверенных фондов, созданных за счет дополнительных нефтегазовых доходов [10]. Инвестиционные затраты характерны при полном удовлетворении внутреннего

энергетического спроса в отдаленных и труднодоступных районах со сложными природно-климатическими условиями. Инвестиции в российский НГК зависят от внутренних возможностей национальной экономики, соответствия ключевым аспектам и тенденциям глобального энергетического рынка; в частности, капиталовложения в разработку месторождений арктического и континентального шельфа обладают значительной внутренней спецификой по сравнению с освоением запасов континентальной части. Инвестиционная политика нефтегазовых компаний предполагает устойчивость и долгосрочность капиталовложений, привлечение заемного капитала на приемлемых условиях. В свою очередь, предоставляющие его финансовые организации также должны соответствовать ряду критериев надежности: обеспечение гарантий, высокий инвестиционный рейтинг и др.

Доступ к финансированию облегчается при совместном освоении проекта со стороны нескольких нефтегазовых компаний, их долгосрочном сотрудничестве, приобретении ликвидных и высокодоходных активов, реализации продукции на перспективных рынках сбыта, внедрении в производство новейших научно-технических разработок. Предприятия заинтересованы в повышении уровня рыночной капитализации и максимизации финансово-

экономических результатов деятельности, в т.ч. за счет создания положительной деловой репутации, исполнения социальных обязательств, задействования потенциала шестого технологического уклада, применения новейшего информационно-технологического

инструментария, адаптации в кратчайшие сроки к цифровым изменениям на мировом топливно-энергетическом рынке, корректировке отдельных положений национального законодательства и норм международного права [2]. В этой связи в полном объеме учитывается инвестиционный опыт зарубежных нефтегазовых корпораций и небольших отраслевых предприятий. Объем инвестиций в НГК напрямую увязан с ценами на углеводородные ресурсы, что находит отражение в структуре механизма ГР, уровне государственного вмешательства во внутренние процессы энергетических предприятий. Их основа, наибольший удельный вес приходится на сегменты ГРП и добычи, что связано с планомерным усложнением геологических и природно-климатических условий разработки запасов углеводородов, истощением наиболее крупных и рентабельных месторождений.

Нефтегазовые компании заинтересованы в повышении результативности распределения финансовых ресурсов, устойчивости объектов капиталовложений, выделении приоритетных аспектов внутренней инвестиционной политики, снижении непроизводительных затрат, стратегическом партнерстве при реализации энергетических проектов, стабильности инвестиционных потоков, их планировании на долгосрочную перспективу. Это отражается в динамике отраслевых и макроэкономических показателей, структуре национального ТЭБ, применении передовой мировой практики инвестиций с учетом внутренней специфики, анализе различных рисков и факторов воздействия, в результате которых предприятия способны отказаться от реализации перспективных проектов. При создании совместных предприятий особое внимание уделяется структуре акционерного капитала, надежности привлекаемых к их осуществлению финансовых институтов, объемах и доходности инвестиций, предоставлению государственных гарантий, что напрямую влияет на показатели функционирования компаний [6].

Значительные масштабы капиталовложений характерны для всех сегментов НГК на внутреннем

рынке, определяются всесторонним обеспечением высоких требований к экологической безопасности, анализом внутреннего и внешнего спроса на углеводороды, энергоемкостью национальной экономики, модернизацией изношенных производственных мощностей и инфраструктуры. Также в полной мере следует учитывать инвестиции, содействующие развитию ВИЭ, разработку ТРИЗ

Усложнение условий добычи в совокупности с инфляционными факторами свидетельствует о планомерном увеличении инвестиций в проведение НИОКР и внедрение цифровых технологий во все стадии производственных процессов

и месторождений, на которых произошло существенное снижение добычи. Дополнительные объемы финансовых ресурсов направляются на предотвращение сокращения поставок в рамках действующих контрактов, т.е. предприятия заинтересованы в сохранении и укреплении достигнутых позиций. Активизируется строительство производств, ориентированных на глубокую переработку углеводородов, удовлетворение внутреннего и экспортного энергетического спроса, в т.ч. в развивающихся странах Северо-Восточной Азии.

Инвестиции показывают ключевые направления стратегического развития национального НГК, строительства и совершенствования инфраструктуры, качественные изменения в ТЭБ, специфику заключения и исполнения нефтегазовых контрактов, особенности национального законодательства в топливно-энергетической сфере. Усложнение условий добычи в совокупности с инфляционными факторами свидетельствует об их планомерном увеличении в части проведения НИОКР и внедрения цифровых технологий во все стадии производственных процессов. Сопутствующими аспектами, характеризующими их динамику, являются нетрадиционные углеводороды, в частности, развитие сланцевых технологий. Анализ инвестиционной политики нефтегазовых предприятий также требует разделения по региональному признаку [16].

Принятие инвестиционных решений требует анализа цикличности глобальной экономики; дефицит капиталовложений повышает необходимость в укреплении антициклической формы ГР НГК. В обратном случае может наблюдаться резкое изменение динамики макроэкономических показателей, в результате которого значительное количество участников внутреннего рынка будут стремиться извлечь

прибыль из его неэффективности. Результирующим итогом служит равновесие производства и потребления, в т.ч. за счет рыночного саморегулирования. Размер инвестиций и динамика нефтяных цен являются взаимозависимыми, определяют объемы и сроки введения в промышленную эксплуатацию новых производственных мощностей. Таким образом, НГК испытывает постоянную потребность в дополнительных капиталовложениях, что также отражается на структуре ТЭБ. При этом для государства и предприятий важно нивелировать риски ценовой волатильности, оптимизировать затраты на технологическую модернизацию, сервисную составляющую, позволяющие достигнуть ведущих мировых показателей в части разработки месторождений [14]. Объем инвестиций предопределяется потребительским спросом на конкретные виды продукции, экологичностью производств как ключевого фактора увеличения доли разработки газовых месторождений в общей структуре инвестиционных расходов национального НГК.

Аналитические исследования обычно проводятся в региональном разрезе и распределении по сегментам НГК. На объем инвестиций оказывают воздействие деятельность международных и национальных институтов, а также принимаемые на межгосударственном уровне решения, например в рамках

сделки «ОПЕК+». В силу того, что природный газ является более экологичным, значительный объем дополнительных капиталовложений направляется на разработку именно газовых и газоконденсатных месторождений, развитие сектора СПГ, региональные программы газификации, строительство внутренних и экспортных ответвлений трубопроводной системы. Это является характерной особенностью при разработке и реализации проектов в различных акваториях континентального шельфа России.

Следует отметить, что государства-потребители отечественных углеводородов стремятся изыскивать внутренние возможности и ресурсы для снижения собственной энергетической зависимости, повысить открытость и инвестиционную привлекательность национальной экономики, в частности активизируют проведение ГРП и разработку внутренней МСБ, на долевой основе участвуют в реализации зарубежных нефтегазовых проектов, развитии ВИЭ, внутреннего фондового рынка, корректируют национальное законодательство в ТЭК. Немаловажной характеристикой является невысокое качество добываемого на некоторых месторождениях углеводородного сырья, следовательно, дополнительные капиталовложения направляются в его глубокую очистку и переработку, внедрение новейших технологий для разработки нетрадиционных залежей и ТРИЗ, развитие инвестиционных процессов в данном направлении.

Одним из факторов развития НГК служит прогнозирование инвестиционных потоков в региональном разрезе, характерное как для крупнейших отраслевых корпораций, так и относительно небольших предприятий на внутреннем и экспортных рынках. Объем инвестиций в НГК напрямую зависит от ценовой динамики на углеводороды; определяющей характеристикой выступает структура глобального ТЭБ, ее различные прогнозные сценарии, вследствие которых предлагаются меры по улучшению инвестиционного климата с учетом внутренней специфики [8, 9]. Для инвесторов важны стабильность законодательства, бюджетно-налоговой политики, прозрачные

условия недропользования и реализации нефтегазовых проектов. Предприятия стремятся развивать высокорентабельные направления, что в определенной степени позволяет нивелировать колебания глобального и национального фондового сектора, одновременно входя как в нефтяные, так и в газовые проекты, при этом сохранить независимость в принятии управленческих решений за счет подключения к разработке месторождений сервисных структур. Зарубежные участники российского топливно-энергетического рынка должны приносить существенный вклад в повышение его эффективности, в частности принимать уникальные управленческие и технологические решения, обеспечить доступ к мировым рынкам капитала [7].

Капиталовложения выступают значимой составляющей долгосрочного повышения нефтяных цен, инфляционных факторов, удорожания внутренних компонентов, используемых при производстве. В рамках реализации крупнейших проектов важно соединить в целое разрозненные факторы, расширить производственные мощности; в значительной мере это продиктовано планомерным ухудшением геологических условий добычи, а также иными факторами, связанными с разработкой внутренней МСБ. Нефтегазовая промышленность является одним из технологических лидеров национальной и мировой экономики, объектом приложения цифровых решений, позволяющих повысить экономическую эффективность проектов.

Производственные издержки возрастают по мере планомерного истощения месторождений. Реализация стратегически значимых проектов может предполагать одновременную разработку нескольких месторождений в рамках единой производственно-сбытовой сети с целью существенного сокращения издержек. Прогнозируемые объемы инвестиций существенно различаются для конкретных территорий, провинций или проектов. Предприятия стремятся сократить себестоимость добычи и транспортировки углеводородов до конечных потребителей. Накопленный управленческий и технологический опыт в

определенной мере компенсирует рост расходов, связанных с ухудшением естественных геологических и природно-климатических условий добычи. Месторождения вводятся в промышленный оборот исходя из стратегических позиций и нормы доходности на вложенный капитал. Развитие новых нефтегазоносных провинций сопряжено со значительными рисками, в определенной мере уравниваемыми прогнозами по дальнейшей добыче, требует строительства необходимой инфраструктуры, производственных мощностей по очистке и переработке углеводородного сырья.

Эффективность недропользования предполагает бережное отношение к запасам МСБ, ее дальнейшее воспроизводство. В перспективе себестоимость добычи российских углеводородов продолжит находиться на уровне существенно ниже среднемировых значений. Инвестиционное развитие НГК служит неотъемлемой составляющей национальной и энергетической безопасности, напрямую увязано с прогнозами ценовых изменений, политической и экономической конъюнктуры, используемым административным ресурсом в части освоения месторождений, реализацией нефтегазовых проектов и распоряжением поступающими доходами. Первоопределяющими являются объективные возможности внутреннего экономического роста, в частности разработка наиболее крупных и рентабельных залежей.

Капиталовложения в НГК в региональном разрезе напрямую зависят от поставленной на баланс МСБ, имеющейся в распоряжении инфраструктуры, геологических, экологических и иных условий добычи. Их планомерное увеличение также обусловлено проводимой государственной политикой, объемами извлекаемых запасов, инфляционным фактором, повышением цен для конечных потребителей. Таким образом, экономически устойчивое развитие НГК предполагает планомерное наращивание инвестиций в рамках реализации стратегических направлений на внутреннем и зарубежных рынках, секторы продукции глубокой переработки и строительства СПГ-производств [5, 11].

Ключевые направления инвестиционной политики в НГК

На современном этапе российский капитал способен принимать более активное участие в развитии зарубежных нефтегазовых рынков, освоении местной МСБ. На внутреннем рынке динамика инвестиционных вложений и анализ затрат свидетельствуют о необходимости первоочередной разработки ресурсной базы Восточной Сибири и Дальнего Востока и лишь впоследствии – углеводородных месторождений арктического шельфа; кроме того, значительные затраты необходимы для поддержания текущего уровня добычи. Инвестиции в развитие Арктики и других нефтегазоносных провинций требуют проведения прагматичной бюджетно-налоговой политики, характерной для системы недропользования в целом; это позволяет разрабатывать залежи с невысокой рентабельностью, на которых произошло падение добычи. Цикличность нефтяных котировок учитывает определенную вероятность резкого падения цен на отдельном этапе, аналогичного прошедшим периодам, что ставит вопрос о целесообразности разработки нефтегазовых месторождений арктического шельфа со значительным убытком.

Приток капиталовложений может существенно различаться в зависимости от региона расположения или конкретного проекта. Например, по результатам произведенных расчетов экономической эффективности использования ресурсов арктического и континентального шельфа на примере разработки уникального Штокмановского месторождения с разведанными запасами 3,9 трлн м³ природного газа и 56 млн т газового конденсата на основании имеющихся открытых данных возможно судить о целесообразности разработки прочих нефтегазовых залежей региона. Следует учитывать значительную отдаленность от береговой линии по сравнению с другими месторождениями, а также значительные перспективы создания одного из крупнейших в мире СПГ-проектов. В условиях нестабильной политической

конъюнктуры и начавшейся второй волны финансово-экономического кризиса функционирование Shtokman Development AG было «заморожено», завершены все работы. В 2015 г. иностранные партнеры Total и Statoil (Equinor) перестали быть его акционерами, а в 2019 г. совместное предприятие было ликвидировано ввиду санкционных угроз в адрес единственного разработчика ПАО «Газпром» и его зарубежных активов.

Сектор СПГ, особенностью которого является отсутствие привязки к конечному потребителю, служит значимым направлением развития внутреннего газового рынка. Инвестиции призваны обеспечить необходимую норму доходности на вложенный капитал с учетом применения современных управленческих методов и подходов, новейших научно-технических решений, привлечения сервисных компаний и сторонних организаций для практической реализации проектов. Разработка нетрадиционных углеводородов требует использования уникального высокотехнологического оборудования и инструментария. Значительные объемы капиталовложений направляются на проведение дополнительных ГРП в различных регионах, импортоперевозке промышленных производств.

Цифровые технологии, применяемые при проведении анализа мирового нефтегазового рынка, способны выявить новые актуальные тенденции и направления его развития, позволяют уточнить оценку запасов углеводородов. Ценовая конъюнктура напрямую влияет на стоимость и объективные возможности используемого в различных сегментах НГК оборудования, которое российские предприятия также способны экспортировать. При этом учитываются инфляционный фактор, определенный дисконт при продаже оборудования, не являющегося инновационным. Высокие цены на нефтегазовые ресурсы и иные благоприятные факторы, сопутствующие уникальным технологическим решениям, способствуют разработке новых месторождений нетрадиционных углеводородов ввиду планомерного истощения действующих залежей.

Длительный срок окупаемости капиталовложений в НГК свидетельствует о необходимости устранения и минимизации экономических и политических рисков в рамках зарубежных проектов, планомерное введение в промышленную эксплуатацию месторождений континентальной части. Инвестиционные стратегии большинства компаний строятся на прогнозе постепенного роста цены на нефть, вызванного объективными инфляционными ожиданиями и производственными аспектами; вследствие этого возможна практическая реализация новых масштабных международных проектов. Крупнейшие предприятия обычно концентрируются на нескольких подобных направлениях и участвуют в их разработке. Характерной особенностью выступает тот факт, что компании с государственным участием с момента их основания вкладываются в инвестиции по сравнению с частными в долевом соотношении к объему собственных активов, что изначально вызвано поставленными на баланс запасами, наличием производств, инфраструктуры, оборудования, транспортной сети и административных возможностей. В результате удельные затраты на добычу углеводородов становятся дешевле, а на выпускаемую продукцию – сокращаются благодаря возможности привлечения ведущих управленческих и технических кадров [12, 18].

Некоторые из крупнейших нефтегазовых корпораций, в частности TotalEnergies, наращивают инвестиции в возобновляемую энергетику ввиду отсутствия высокорентабельных углеводородных проектов в континентальной части регионов осуществления деятельности. Компании с государственным участием благодаря использованию административного ресурса способны привлекать бюджетное финансирование и средства внебюджетных фондов для наращивания экономического потенциала. Предприятия стремятся инвестировать в развитие как внутренних производств и проектов, так и в зарубежных странах; однако при этом могут быть наложены законодательные ограничения на инвестиции в иностранные активы. Кроме того, наиболее

перспективные внутренние проекты могут находиться на балансе других предприятий.

Объемы капиталовложений в разработку месторождений обусловлены преимущественно затратами на проведение ГРП и добычи, требуют применения современных технологических решений. Прогноз инвестиционных потоков обычно учитывает возможность применения гибкой бюджетно-налоговой политики, позволяющей результативно разрабатывать даже истощенные месторождения в сложных геологических и природноклиматических условиях. Первоочередная разработка наиболее рентабельных залежей экономически обоснована, позволяет апробировать новые технологии и сократить общие издержки, в т.ч. за счет уменьшения непроизводительных расходов.

Процессы планомерного истощения продуктивных месторождений, обуславливающих существенный рост себестоимости добычи, характерны для всех нефтегазоносных регионов мира. В вопросах инвестиционной политики в НГК существуют определенные тенденции, в частности поиск решений для конкретных проектов по снижению затрат на добычу и транспортировку углеводородов, постепенное увеличение оплаты труда квалифицированных специалистов, выполнение работ и услуг для сторонних организаций и институтов. В отдельных случаях новейшие технологические и цифровые решения внедряются повсеместно в национальный НГК. Российские компании предпринимают дополнительные действия по участию в зарубежных инвестиционных и нефтегазовых проектах, в т.ч. в регионах с нестабильной политической ситуацией, что служит значимым фактором снижения затрат на их практическую реализацию [17].

В структуре инвестиционных затрат российских нефтегазовых предприятий постепенно возрастает доля, приходящаяся на разведку и освоение нетрадиционных запасов. Предприятия заинтересованы в приемлемых условиях финансирования проектов, долгосрочном сбыте производимой продукции, содействующему развитию внутренних производств, выстраиванию эффективной

холдинговой структуры с результативным распределением функциональных обязанностей между входящими в ее состав организациями. Для эффективных инвестиций важно понимание дальнейшей динамики глобального и национального ТЭБ, что находит отражение в биржевых котировках, причинно-следственных связях, различных рисках.

Предприятия стремятся поставить на баланс дополнительные разведанные запасы, расширить административные возможности, призванные повысить устойчивость, проводить прагматичную политику по распределению прибыли, привлечению и осуществлению дальнейших капиталовложений. Объем запасов, имеющиеся в распоряжении производства и эффективность управления определяют уровень их капитализации. Часть прибыли направляется на реализацию дополнительных инвестиционных возможностей, повышение результативности технологических процессов, разработку сырьевых ресурсов с наименьшими затратами. В совокупности это позволяет расширить проведение геологоразведочных и буровых работ, обеспечить воспроизводство МСБ.

Нефтегазовые компании более активно инвестируют в развитие ВИЭ, разработку нетрадиционных углеводородов, стремятся привлечь высококвалифицированные кадры, использовать наиболее производительные технологии, при этом не допустить рейдерских захватов со стороны финансовых и иных организаций в случае неисполнения взятых обязательств. Возможность самостоятельного проведения инвестиционной политики не должна выступать инструментом, способствующим недобросовестным слияниям и поглощениям, в частности за счет ликвидации отдельных структурных подразделений, реализации производств или части акционерного капитала по ценам ниже рыночных с целью погашения данных обязательств.

Инвестиции в НГК предполагают эффективное размещение имеющихся в распоряжении капитала, свободных денежных средств по различным направлениям, в т.ч. в перспективные проекты;

инвестиционная политика обычно рассматривает несколько вариантов их финансового обеспечения. Предприятия могут создавать резервные фонды для покрытия рисков, в т.ч. экологического характера. Капиталовложения требуют объективного понимания производственных возможностей предприятий; основополагающим инвестиционным принципом является их стабильность. Выбор инвестиционных направлений в определенные сегменты НГК, технологический сектор является задачей управленческих органов предприятий, отчасти обуславливает стратегические приоритеты, позицию на внутреннем

Возможность самостоятельного проведения инвестиционной политики не должна выступать инструментом, способствующим недобросовестным слияниям и поглощениям, в частности, за счет ликвидации отдельных структурных подразделений, реализации производств или части акционерного капитала по ценам ниже рыночных

рынке. Часть прибыли направляется в доход собственников, остальное – в ключевые проекты по развитию; ее размер в значительной мере определяется ценовой конъюнктурой на нефть, накоплением финансовых ресурсов в благоприятные периоды. Инвестиции обычно осуществляются в соответствии с ходом реализации нефтегазовых проектов. В условиях повышения нефтяных цен предприятиям выгодно направлять свободные денежные средства и прибыль в дальнейшее развитие, ставить на государственный и внутренний баланс новые месторождения [20].

Инвестиционные проекты в НГК представляют собой осуществление долгосрочных капиталовложений, предполагают проведение анализа затрат и рисков, в т.ч. в отношении изменений источников финансирования. Подобная аналитика в результате применения технологий четвертой промышленной революции и шестого технологического уклада позволяет выделить оптимальные направления капиталовложений, осуществлять контроль и корректировку результатов, эффективно распределять функциональные обязанности

между исполнителями, сопоставлять полученные результаты с изначально запланированными. Разработка инвестиционных участков предполагает расчет ее экономической эффективности и целесообразности. В отдельных случаях наиболее результативно может применяться исторически сложившаяся практика, в других – передовые информационно-технологические методы и подходы. Реализация сходных проектов может иметь различные риски, равно как в отношении нескольких сегментов НГК в рамках единого проекта. Объемы капиталовложений, направляемые на их реализацию, способны

существенно корректироваться в связи с изменением конъюнктуры, целей и задач собственников и операторов, появления более привлекательных инвестиционных объектов; при этом могут существовать несколько центров, определяющих направления их развития.

Важно учитывать инвестиционный опыт глобальных топливно-энергетических корпораций; в частности, предложения по капиталовложениям могут исходить от управляющих органов и их структурных подразделений или определяться государственной политикой, целями и задачами в регионах присутствия. В свою очередь, контроль за исполнением может быть как всеобъемлющим, связывающим воедино все структурные подразделения, так и точечным, осуществляться преимущественно по итогам определенных этапов в ходе реализации проекта. Не должно быть разрозненных структурных подразделений; эффективность предполагает нацеленность всех участников экономических отношений на достижение необходимых результатов. Важен максимальный охват своевременной и достоверной

информации, ее обобщение и практическое использование, учет всех факторов и возможных рисков. Определенные предложения по проектам поступают от их участников, различных институтов, экспертного сообщества.

Экономический эффект от реализации выражается не только в финансовых показателях, но и в позициях регионов присутствия об их целесообразности. Корректировка регулирующего воздействия может производиться на нескольких этапах с учетом позиций различных ведомств; происходит внесение предложений по его улучшению, в т.ч. исходящих по принципу «снизу – вверх». Производится расчет инвестиционных затрат и направлений финансовых потоков, выделенных под конкретные этапы проекта или на определенные периоды времени; устанавливается жесткая ответственность за ход реализации проектов, осуществляется оперативное и стратегическое управление на уровнях подразделений и центра принятия решений, между которыми необходимы оперативная двусторонняя связь, взаимный обмен информацией. Могут быть определены ключевые критерии экономической результативности, в т.ч. финансовые показатели и сроки исполнения, проводится мониторинг за ходом исполнения проектов в режиме реального времени или по итогам временных периодов с учетом всей информации, рисков, причинно-следственных связей и направлений дальнейшего развития [6].

Проведение аналитических исследований затрагивает все направления и аспекты инвестиционной политики предприятий, в т.ч. в части вхождения в конкретные проекты, контроля за их реализацией и полученными результатами. Принятие конечных решений требует всестороннего учета различных позиций в отношении их развития; учитываются передовые тенденции инвестиционной политики в зарубежных странах как в корпоративном секторе, так и в рамках институтов с государственным участием, капиталовложений суверенных государственных фондов [10]. Это позволяет выделить инвестиционную специфику, причинно-следственные связи,

особенности регулирующих процессов и применения инструментария в зарубежных странах, ключевые принципы функционирования инвестиционных процессов на государственном и корпоративном уровнях. Накопленный опыт также возможно результативно адаптировать применительно к российским условиям.

Вхождение предприятий в стратегически значимые проекты или допуск к ним иностранных компаний обычно требует одобрения органов государственной власти. Значительная корректировка может затрагивать уже одобренные проекты по размещению инвестиций; при этом выделяются наиболее успешные практики, происходит обобщение различных методов и подходов, разрабатываются предложения по совершенствованию механизма ГР НГК в рамках инвестиционного направления, выделяются ключевые аспекты и источники финансового обеспечения нефтегазовых проектов на приемлемых условиях [15].

Понимание причинно-следственных связей и логики осуществления инвестиционной деятельности в зарубежных государствах и нефтегазовых компаниях, ключевых принципов, подходов и методов, которыми они руководствуются при ее реализации, проистекает из того, что за определенные направления отвечают конкретные структурные подразделения, аккумулирующие поступающую информацию, содействует дальнейшему развитию. Методологический инструментарий инвестиционной политики подбирается соответственно конкретному проекту, после чего происходит проработка целесообразности его практической реализации, источников и условий финансового обеспечения. При этом учитываются возможные ошибки при осуществлении капиталовложений, устраняются негативные проявления внутренней и внешней конъюнктуры. Инвестиционные процессы предполагают концентрацию на достижении необходимых результатов при минимизации воздействия кратковременных колебаний, цикличность в осуществлении капиталовложений и ее прагматичное использование, разнонаправленность отдельных процессов в механизме ГР НГК

и некоторых предприятиях. Нивелирование подобных колебаний может предполагать рост затрат, увеличение времени исполнения проектов. В совокупности это свидетельствует о необходимости стратегического планирования при проведении инвестиционной политики, соединении разрозненных элементов в единую систему. Важны последовательность применяемых регулирующих мер, способствующая реализации нефтегазовых проектов, возможность их корректировки по мере развития с учетом накопленного опыта, полученных итогов, их соответствия утвержденным критериям эффективности, что содействует осуществлению экономического потенциала, выработке стратегических подходов.

Так, на первоначальном этапе производится проработка всех деталей и рисков проекта, рассчитываются требуемые инвестиции, сроки исполнения, ожидаемый социально-экономический эффект и иные результаты его реализации. Затем осуществляется управление инвестиционным процессом: проведение НИОКР, строительство необходимой инфраструктуры, приобретение оборудования, его планомерный ввод в промышленное производство. Также происходит контроль за эксплуатацией, проведение риск-менеджмента, нефтегазосервисных работ, сбор и обобщение поступающей информации, корректировка существующих и разработка дальнейших направлений развития проекта. Важны максимизация конечных результатов, обоснованные финансовые расходы [16, 20].

Выводы и рекомендации

Несмотря на волатильность цены на нефть, в целом наблюдаются тенденции наращивания капиталовложений в НГК, происходит слияние государственных и частных топливно-энергетических предприятий, предполагающее повышение конкурентоспособности новых структур на глобальном рынке. Реализация крупнейших проектов требует участия нескольких сторон; приоритетом большинства из них выступает разработка континентальных, а не шельфовых углеводородных

запасов, внедрение новейших цифровых технологий, позволяющее сократить расходы, уменьшить риски, повысить эффективность производств. Практическая реализация подобных проектов предполагает учет различных позиций и экспертных мнений, стабильность бюджетно-налоговой политики, в отдельных случаях – предоставление особых государственных условий, позволяющее реализовать проект при заданных финансовых и инвестиционных ресурсах в установленные временные рамки. Государство принимает на себя определенные обязательства в отношении исполнения стратегических нефтегазовых проектов [1].

Инвестиционная политика нефтегазовых предприятий предполагает учет случайной составляющей в ходе ее исполнения, комплексное воздействие в рамках обсуждаемых вопросов, позволяющее максимизировать конечный результат от реализации проектов. Важны гибкий подход к осуществлению финансирования, прогнозирование потоков капиталовложений, адаптация к новым факторам воздействия, приведение деятельности в соответствие с ними. Отсутствие гибкости и экономической устойчивости предприятий способно привести к невозможности практической реализации проекта или отдалению сроков его осуществления. Нефтегазовые компании стремятся расширить производство, диверсифицировать направления развития, в т.ч. с целью снижения зависимости от нефтяных котировок [22].

Основными вопросами в ходе реализации нефтегазовых проектов являются аспекты организующей функции: экологической безопасности и качества строительных работ в установленные сроки. Для инвесторов важны результативное размещение капиталовложений, их высокая доходность, транспарентность данных, применение высококвалифицированных трудовых ресурсов, контроль за ходом реализации проектов. Именно открытость и подотчетность в совокупности с функциональным распределением ответственности позволяют объективно оценить

результативность заключенных соглашений, управленческих процессов, устранить внутренние разнонаправленные тренды, способствовать сокращению издержек и непредвиденных расходов, выделению дальнейших перспективных инвестиционных направлений, повышению достоверности разрабатываемых сценариев развития НГК. В данном аспекте в полной мере проявляется системно-функциональный подход, позволяющий выбрать оптимальные направления капиталовложений и источники их финансового обеспечения. Следует также выделить необходимость достижения тактических ориентиров в установленные сроки, возможность воздействия при изменении внутренних и внешних условий среды, значимость гибкости механизма ГР НГК.

В ходе реализации проектов могут появляться более перспективные краткосрочные ориентиры и стратегические цели; внедрение цифровых технологий способствует их развитию в условиях неопределенности, а сокращение излишних расходов и проведение эффективного риск-менеджмента – переходу на следующий этап в развитии национального НГК. Сопутствующим условием выступают модернизация и ремонт оборудования, трубопроводов и других элементов целостного отраслевого механизма, мониторинг их технологического состояния, нацеленные на достижение мировых показателей качества, что содействует разрешению текущих вопросов, расширению отраслевых взаимодействий как на внутреннем рынке, так и с зарубежными государствами и компаниями, позволяющими удовлетворить их спрос на углеводороды в соответствии с законодательством, установленными требованиями и ограничениями [21]. ●

Литература

1. Громов А.И. Ключевые драйверы, вызовы и неопределенности развития мирового нефтяного рынка в ближайшей и среднесрочной перспективе / А.И. Громов // Энергетическая политика. – 2016. – № 6. – С. 56–63.
2. Глазьев С.Ю. Рынок в будущее. Россия в новых технологическом и мирохозяйственном укладах / С.Ю. Глазьев. – М.: Книжный мир, 2018. – 768 с.
3. Глазьев С.Ю. Экономика будущего: есть ли у России шанс? / С.Ю. Глазьев. – М.: Книжный мир, 2017. – 634 с.
4. Гурвич Е.Т. Нефтяной суперцикл и бюджетная политика / Е.Т. Гурвич, И.В. Беляков, И.В. Прилепский // Вопросы экономики. – 2015. – № 9. – С. 5–30.

5. Дмитриевский А.Н. Перспективы инновационного развития отечественного нефтегазового комплекса / А.Н. Дмитриевский, Н.И. Комков, М.В. Кротова // МИР (Модернизация. Инновации. Развитие). – 2015. – Т. 6. – № 3. – С. 62–76.
6. Еремин Н.А. Основные принципы методологии комплексной оценки запасов углеводородов в нефтегазовых инвестиционных проектах / Н.А. Еремин, Ю.Г. Богаткина, В.Н. Лындин // Нефтяная провинция. – 2019. – Т. 17. – № 1. – С. 31–50.
7. Звягинцева Н.А. Развитие системы регулирования рынка ценных бумаг Российской Федерации как механизма привлечения инвестиций: дис. ... д-ра экон. наук: 08.00.10 / Н.А. Звягинцева. – Иркутск, 2015. – 555 с.
8. Конопляник А.А. Стабильность инвестиционного климата: уроки истории / А.А. Конопляник // Нефтегазовая вертикаль. – 2018. – № 18. – С. 14–23.
9. Конторович А.Э. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI веке / А.Э. Конторович, М.И. Эпов, Л.В. Эдер // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 689–700.
10. Лебединская Е.В. Роль нефтегазовых фондов в России / Е.В. Лебединская // Вопросы экономики. – 2012. – № 3. – С. 98–119.
11. Макаров А.А. Стратегические перспективы развития энергетического комплекса России / А.А. Макаров, Т.А. Митрова // Проблемы прогнозирования. – 2018. – № 5. – С. 81–96.
12. Международная практика прогнозирования мировых цен на финансовых рынках (сырье, акции, курсы валют) / под ред. Я.М. Миркина. – М.: ИМЭМО РАН, 2014. – 456 с.
13. Миловидов К.Н. Мировые инвестиции в нефтегазовый сектор апстрим / К.Н. Миловидов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 2. – С. 46–54.
14. Михайлов А.Ю. Взаимосвязь цен на нефть и макроэкономических показателей в России / А.Ю. Михайлов, Д.В. Бураков, В.Ю. Диденко // Финансы: теория и практика. – 2014. – Т. 23. – № 2. – С. 105–116.
15. Нарышкин С.Е. Иностранные инвестиции и развитие экономики России: дис. ... д-ра экон. наук: 08.00.05 / С.Е. Нарышкин. – СПб., 2010. – 446 с.
16. Новак А.В. Увеличение объема инвестиций в энергетическую инфраструктуру: взгляд России / А.В. Новак – Федеральный справочник. Топливо-энергетический комплекс. – 2015. – Т. 16. – С. 19–23.
17. Пармон В.Н. Энергоресурсы Сибири – наука и институциональные инновации / В.Н. Пармон [и др.] // Энергетическая политика. – 2019. – № 1. – С. 22–39.
18. Плакиткин Ю.А. Глобальный энергетический переход и современные мировые трансформации в прогнозах развития энергетики / Ю.А. Плакиткин // Энергетическая политика. – 2023. – № 8. – С. 8–25.
19. Симоненко В.Е. Инвестиции в мировом сегменте разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.14 / В.Е. Симоненко. – М., 2015. – 152 с.
20. Телегина Е.А. Международные инвестиции в мировую энергетику и роль России на глобальных энергетических рынках / Е.А. Телегина. – М.: Информ-Знание, 2005. – 448 с.
21. Трофимов С.Е. Практические вопросы реализации государственной нефтегазовой политики / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2023. – 400 с.
22. Энергетический бюллетень. Инвестиции в ТЭК: рост после кризиса на рынке нефти. – М.: Аналитический центр при Правительстве РФ, 2018. – № 61. – 28 с.

KEYWORDS: state regulation, oil and gas complex, advanced development, investment policy, investment potential, budget financing, oil and gas revenues.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

3–6 марта

Выставка мобильной связи, стартапов и инвесторов

4YFN 2025

Испания, Барселона, Fira de Barcelona Montjuic

5–7 марта

Международная выставка нефтегазовой промышленности

Oil Gas & Power World Expo 2025

Индия, Мумбаи, Bombay Convention & Exhibition Centre

11–13 марта

Нефтегазовая выставка-конференция

Australasian Oil & Gas Expo 2025

Австралия, Перт, Perth Convention & Exhibition Centre

17 марта

Конгресс по цифровизации нефтегазовой отрасли России

NEFT 4.0

Россия, Санкт-Петербург

МАРТ

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

11–14 марта

Выставка и конференция промышленного будущего

Smart Industries 2025

Франция, Лион, Eurexpo

12–13 марта

Международная выставка облачных технологий и ИТ-инфраструктуры

Cloud Expo Europe London 2025

Великобритания, Лондон, EXCeL London

19–20 марта

Международная выставка

Даунстрим Россия и СНГ 2025

Россия, Санкт-Петербург

26–28 марта

Китайская международная выставка оффшорных технологий добычи нефти и газа

CIOOE 2025

Китай, Пекин, New China International Exhibition Center



ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ Павловского газового месторождения

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ОСВОЕНИЯ ПАВЛОВСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КОТОРОЕ ОТНОСИТСЯ К ЧИСЛУ МЕЛКИХ. В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЧАСТВУЮТ ОСАДОЧНЫЕ ПОРОДЫ ДЕВОНСКОГО, КАМЕННОУГОЛЬНОГО, ПЕРМСКОГО, ЮРСКОГО, МЕЛОВОГО И ЧЕТВЕРТИЧНОГО ВОЗРАСТОВ. ПРОМЫШЛЕННАЯ ГАЗОНОСНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УСТАНОВЛЕНА КАК В ФИЛИППОВСКО-ВЕРХНЕАРТИНСКОЙ, ТАК И В НИЖНЕАРТИНСКО-САКМАРСКОЙ ЧАСТЯХ РАЗРЕЗА НИЖНЕЙ ПЕРМИ. НА ДАННОМ ЭТАПЕ ИЗУЧЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫДЕЛЯЕТСЯ ГАЗОВАЯ ЗАЛЕЖЬ ЭТИХ ГОРИЗОНТОВ, КОТОРАЯ И РЕКОМЕНДУЕТСЯ К ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖИ ПОКАЗАЛА ВЫСОКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ПО ТРЕМ ПРОГНОЗНЫМ ВАРИАНТАМ РАЗРАБОТКИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СЕТКАХ СКВАЖИН. НАИБОЛЬШИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ДОСТИГАЕТСЯ ВО ВТОРОМ ВАРИАНТЕ, КОТОРЫЙ ИМЕЕТ НАИМЕНЬШУЮ СТЕПЕНЬ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РИСКА

THE ARTICLE CONSIDERS THE GEOLOGICAL DESCRIPTION AND TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF THE PAVLOVSKOYE GAS FIELD DEVELOPMENT, WHICH IS CLASSIFIED AS A SMALL FIELD. THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE FIELD INCLUDES SEDIMENTARY ROCKS OF THE DEVONIAN, CARBONIFEROUS, PERMIAN, JURASSIC, CRETACEOUS AND QUATERNARY AGES. THE INDUSTRIAL GAS CONTENT OF THE FIELD HAS BEEN ESTABLISHED IN BOTH THE FILIPPOVSKO-UPPER ARTINSK AND LOWER ARTINSK-SAKMAR PARTS OF THE LOWER PERM SECTION. AT THIS STAGE OF FIELD EXPLORATION, A GAS DEPOSIT OF THESE HORIZONS, WHICH IS RECOMMENDED FOR PILOT OIL PRODUCTION, IS DISTINGUISHED. THE FEASIBILITY STUDY OF THE FIELD DEVELOPMENT SHOWED A HIGH ECONOMIC EFFECT FOR THREE FORECAST DEVELOPMENT OPTIONS WITH DIFFERENT WELL GRIDS. THE GREATEST ECONOMIC EFFECT IS ACHIEVED IN THE SECOND OPTION, WHICH HAS THE LOWEST DEGREE OF ECONOMIC RISK

Ключевые слова: газовые месторождения, геологическая характеристика месторождений, чистый дисконтированный доход, экономическая оценка, степень риска.

УДК: 004.330.322.622.276

Богаткина Юлия Геннадьевна

ведущий научный сотрудник
Аналитического центра
Прогнозирования развития
нефтегазовой отрасли
Института проблем нефти
и газа РАН, к.т.н.

Сарданашвили Ольга Николаевна

старший научный сотрудник,
заведующая Аналитическим
центром Прогнозирования
развития нефтегазовой
отрасли Института проблем
нефти и газа РАН,
к.т.н.

В административном отношении Павловское газовое месторождение расположено в пределах Дергачевского района Саратовской области, в 15 км к северу от рабочего поселка и железнодорожной станции Дергачи Приволжской железной дороги.

Месторождение расположено в пределах Бортового лицензионного участка Саратовской области. Правами на пользование недрами обладает ООО «Диалл Альянс».

Павловское газовое месторождение открыто в 1979 г. и с этого же года по технико-экономическим причинам находится в консервации.

Всего на месторождении пробурено 11 скважин, из них 7 скважин находятся в консервации, четыре – ликвидированы [1–3].

В геологическом строении Павловского месторождения участвуют осадочные породы девонского, каменноугольного, пермского, юрского, мелового и четвертичного возрастов.

На Павловском месторождении газовая залежь сосредоточена в сульфатно-карбонатных коллекторах филипповско-верхнеартинского горизонта и в карбонатных коллекторах нижнеартинско-сакмарского горизонта. Продуктивная толща Павловского месторождения сложена в основном доломитами.

Нижний пласт ангидрита филипповско-верхнеартинских сульфатно-карбонатных отложений замещается на ангидрит-доломитовую породу (скважина № 13), за пределами месторождения отмечается

его выклинивание, поэтому карбонатные и сульфатно-карбонатные отложения оказываются гидродинамически связанными.

Промышленная газонасыщенность установлена как в филипповско-верхнеартинской, так и в нижнеартинско-сакмарской частях разреза нижней перми, залегающих на глубине 1490 м. Размеры залежи: длина – 10 км, ширина – 3 км, высота 100 м. Положение контакта определено данными опробования скважин и результатами интерпретации материалов ГИС на абсолютной отметке минус 1470 м [4, 5].

На Павловском месторождении в поисковых и разведочных скважинах № 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 22, 23, 24 был произведен отбор керна, средний вынос которого составил 37% к суммарной проходке с отбором керна, равной 1815 м.

Вынос керна из эффективных газонасыщенных интервалов равен 2 м по верхней части залежи и 24,2 м – по нижней части залежи, т.е. освещенность керном эффективных мощностей составила 5,4% по верхней части и 24,1% – по нижней части залежи.

Средняя освещенность газонасыщенных эффективных толщин составила 0,5 образца на 1 м, средняя освещенность керном на одну скважину – 22,5 образца.

Фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов на месторождении изучены не в достаточно полном объеме. По результатам лабораторных определений по керну были произведены расчеты средних значений пористости и проницаемости по скважинам.

Для определения пористости было проанализировано 186 образцов, для подсчетных параметров учтено 104 образца. При сравнительном анализе средних значений пористости по керну и ГИС была получена удовлетворительная сходимость результатов. Средние значения пористости коллектора равны 8–11% для верхней и нижней части залежи соответственно.

Для определения абсолютной газопроницаемости было проведено 83 измерения, учтено для подсчета запасов 52 измерения. Определение проницаемости проводилось также по данным газогидродинамических

исследований. При сравнении результатов с данными исследований по керну получена удовлетворительная сходимость. Среднее значение коэффициента проницаемости составляет 0,0048 мкм².

Начальная газонасыщенность составляет 60 и 72% для верхней и нижней части залежи соответственно.

Свойства газа изучены по пяти пробам. Для природного газа Павловского месторождения характерно содержание кислых компонентов от 2 до 4%. Относительная плотность газа по воздуху – 0,630 доли ед. Содержание сероводорода в скважинах – 0,35%, углекислого газа – 1,95%, азота – 2,55%. Газ относится к метановому типу, низкоуглекислый, среднесернистый, низкоазотный.

Определение содержания конденсата проводилось в скважинах № 12, 14. В скважине № 14 содержания конденсата производилось сепарационной установкой МТУ по одному интервалу 1560–1567 м. Количество конденсата в устьевом газе составило 25,5 см³/м³.

По скважине № 12 в процессе бурения в открытом стволе испытателем пластов ГРОЗУФНИИ на буровом инструменте при испытании интервала 1537–1575,5 м был получен приток газа с относительно большим содержанием конденсата 300 см³/м³.

Газоконденсатная характеристика не обладает достаточной степенью достоверности, так как определение содержания конденсата проводилось только на одной скважине

Водонапорная система газовой залежи Павловского месторождения в связи с отсутствием опыта разработки в достаточной мере не изучена. Можно лишь предположить, что, вероятнее всего, в начальной стадии эксплуатации Павловского газового месторождения будет наблюдаться газовый режим работы залежи, который впоследствии, при падении давления в процессе эксплуатации, возможно, сменится на упруго-водонапорный.

Режим разработки залежи будет уточняться в процессе эксплуатации.

Согласно материалам подсчета запасов, извлекаемые запасы газа Павловского месторождения по степени изученности отнесены к категории С₁. Основанием для подсчета запасов газа и компонентов послужили детальные сейсмические работы, глубокое поисково-разведочное бурение, геофизические исследования в скважинах, данные испытаний и лабораторные исследования ядерного материала.

Запасы газа и сопутствующих компонентов в целом по залежи Павловского месторождения в суммарном размере 2 млрд м³.

На Павловском месторождении пробурено 11 скважин, из которых 8 разведочным (скважины № 12, 13, 14, 15, 16, 22, 23 и 24), остальные поисковым (скважины № 11, 18, 25) бурением. Все скважины вскрыли филипповско-верхнеартинские продуктивные отложения и отложения нижнеартинско-сакмарского горизонта. Получены притоки газа с различными дебитами от 0,5 (скважины № 16, 23) до 215,86 тыс. м³/сут (скважина № 22). В четырех скважинах № 11, 14, 16, 22 получены промышленные притоки газа, в этих скважинах были проведены газогидродинамические исследования. В скважинах № 15, 23, 12 получен приток непромышленного значения, в остальных притока не получено.

Анализ проведенных газогидродинамических исследований в четырех скважинах показал:

- в двух скважинах № 11, 14 исследования проведены на недостаточном количестве стационарных режимов фильтрации;
- наиболее качественно проведены исследования на скважинах № 16, 22;
- дебит скважин варьирует в пределах 85–130 тыс. м³/сут;
- вывод скважин на режим требует выполнения активных воздействий на пласт, в частности, применения химических методов (обработка призабойной зоны кислотными растворами);
- скважины № 11, 14, 16, 22 полностью выполнили свои поисковые функции, технически исправны и в дальнейшем могут

быть использованы в качестве добывающих скважин на каждом из выявленных ими газовых горизонтов.

- скважины № 12, 15, 23 находятся вблизи контура газоносности и могут быть рекомендованы в качестве контрольных скважин для контроля за разработкой месторождения.

Скважины в эксплуатацию не вступали из-за необустроенности месторождения.

На Павловском газовом месторождении газовые горизонты представлены карбонатными и сульфатно-карбонатными отложениями, которые гидродинамически связаны. Газоводяной контакт установлен на отметке минус 1470 м. Начальное пластовое давление составляет 16,05 МПа. Газ относится к метановому типу, характеризуется низким содержанием углекислого газа, по содержанию сероводорода – среднесернистый.

Таким образом, на данном этапе изученности на Павловском газовом месторождении выделяется один эксплуатационный объект – газовая залежь нижнепермских отложений нижнеартинско-сакмарского и филипповского горизонтов, которая и рекомендуется к опытно-промышленной эксплуатации.

Для расчета прогнозных технологических показателей опытно-промышленной эксплуатации месторождения в рамках проекта созданы

трехмерные геологическая и фильтрационная модели залежи. Для моделирования использовались программные пакеты фирмы Roxar.

В гидродинамических расчетах для Павловского месторождения был использован тип модели с участием двух фаз (газ-вода). При переходе от геологической модели к трехмерной гидродинамической модели специализированной процедурой Upscaling все данные геологической модели были ремасштабированы на более редкую гидродинамическую сетку.

Так как месторождение ранее не находилось в эксплуатации, адаптация гидродинамической модели не проводилась. Гидродинамическая модель при этом контролировалась начальными геологическими запасами пластового газа и данными о пластовом давлении по существующим замерам в скважинах. В результате были получены кубы начального давления и распределения газонасыщенности, а также их изменение в процессе разработки.

В настоящей работе рассмотрены три варианта разработки продуктивной залежи нижнепермских отложений. Расчеты технологических показателей по всем вариантам разработки проводились на двадцатилетний срок. Всеми вариантами (кроме базового) предусматривается бурение новых вертикальных скважин.

Варианты проекта отличаются между собой числом скважин, без ввода из бурения, и количеством скважин с учетом ввода из бурения по годам разработки, уровнем добываемой продукции, фондом действующих скважин. Принципиальное различие вариантов разработки заключается в плотности сетки скважин (таблица 1).

С учетом проведенных технико-экономических расчетов, на основании анализа геологических, промысловых, геофизических, гидродинамических, физических и гидрогеологических данных, анализа предлагаемых технических и технологических решений к внедрению рекомендуется вариант II, согласно которому предусмотрена дальнейшая эксплуатация месторождения с бурением одной вертикальной скважины № 27, с задачами разведочной скважины.

Основные технологические показатели рекомендуемого варианта разработки залежи нижнепермских отложений в целом характеризуются следующими данными:

- начальные балансовые запасы природного газа – 2000 млн м³;
- максимальная годовая добыча пластового газа – 149,364 – 149,986 млн м³;
- накопленная добыча газа за расчетный период (20 лет) – 1678,500 млн м³;
- отбор газа от начальных балансовых запасов за расчетный период (20 лет) – 83,9%;
- годовой темп отбора газа от начальных балансовых запасов в период постоянной добычи – 7,5%;
- число скважин к реконструкции – 3 шт.;
- средний забой скважин к реконструкции – 1922 м;
- число скважин к бурению – 1 шт.;
- забой скважин к бурению – 1650 м;
- фонд добывающих скважин – 4 шт.;
- плотность сетки – 840,75 га/скв.;
- скважина к бурению эксплуатационная с функциями разведочной;
- газ метановый, агрессивный, среднесернистый.

ТАБЛИЦА 2. Технико-экономические показатели по вариантам разработки

Показатели	Варианты		
	I	II	III
Риск (%)	49	50	49
Фонд добывающих скважин (шт.)	4	4	5
Добыча газа (млн м ³)	1577	1679	1718
Выручка от реализации газа (млн руб.)	10 508,9	11 185,5	11 451,3
Капитальные вложения (млн руб.)	526	614	833
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн руб.)	5394	5494	6533
В том числе:			
Условно-постоянные эксплуатационные расходы (млн руб.)	3438	3438	4265
Условно-переменные эксплуатационные расходы (млн руб.)	1072	1141	1168
Налоги в составе себестоимости (млн руб.)	883	914	1099
Налоги вне себестоимости (млн руб.)	3710	3969	3919
Себестоимость (руб./т)	3754	3639	4287
Поток денежной наличности (млн руб.)	879,54	1108,76	166,64
Чистый дисконтированный доход (млн руб.)	738,80	872,11	395,06
Срок окупаемости (лет)	3	3	4
Внутренняя норма рентабельности (%)	50	50	36
Индекс доходности (ед.)	2	2	2
Доход государства (млн руб.)	4593,20	4883,47	5017,79
Дисконтированный доход государства (млн руб.)	2629	2839	2905

Проектная эксплуатационная скважина № 27 проектируется на западном куполе залежи нижнепермских отложений в районе скважины № 22 в зоне, где значения эффективных газонасыщенных толщин равны 31,8 м. При размещении проектной эксплуатационной скважины № 27 были учтены следующие положения:

- проектная скважина размещена в центральной (сводовой) части залежи, где значение эффективной газонасыщенной толщины нижнепермских отложений достигает максимального значения. Основным довод в пользу данной системы размещения скважины (неравномерное по площади газоносности) заключается в том, что при размещении данной скважины в центральной части месторождения продлевается период безводной эксплуатации скважины и обеспечиваются в начале эксплуатации скважины большие дебиты.

- скважина расположена на расстоянии 1100–1200 м от пробуренных скважин №№ 14, 22 соответственно.

Выбранное расстояние обусловлено тем, что размер западного куполовидного поднятия составляет 3,3×2,4 км. Плотность сетки скважин по рекомендуемому варианту II составит 840,75 га/скв. Для сравнения плотность сетки скважин по варианту I (базовому) составляет 1121 га/скв.

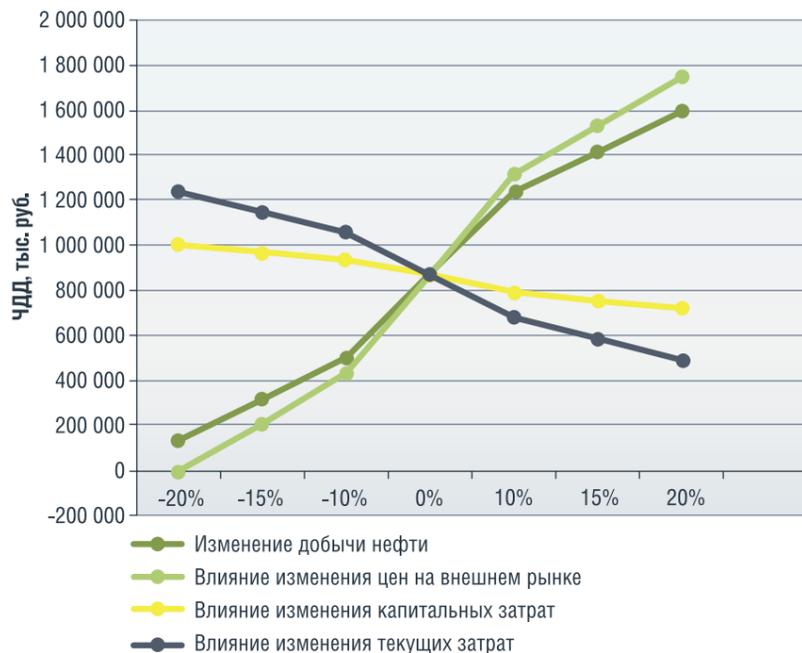
Однако фактическое местоположение проектной скважины может отличаться от проектного местоположения, так как бурение проектной скважины будет осуществляться на основе новых данных о геологическом строении залежи, полученных в результате сейсморазведки, переинтерпретации старых данных ГИС, новых данных ГИС-контроля и ГДИ скважин.

Оценка экономических показателей проекта опытно-промышленной эксплуатации

ТАБЛИЦА 1. Технологические показатели разработки Павловского месторождения по вариантам

Показатели	Варианты		
	I	II	III
1 Система разработки			
Плотность сетки скважин, га/скв.	1121	840,8	672,6
Проектный уровень добычи газа, млн м ³	114,741	149,986	173,114
Проектный срок разработки, годы	20	20	20
Накопленная добыча газа, млн м ³	1577,02	1678,5	1718,06
Отбор газа от начальных балансовых запасов, %	78,9	83,9	85,9
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	4	4	5
Средняя обводненность к концу разработки, %	14,13	16,06	16,81
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	–	1	2

РИСУНОК 1. Оценка рисков по рекомендуемому варианту



месторождения выполнена на основании трех технологических вариантов на основе методики разработанной в ИПНГ РАН [6, 7]. По каждому варианту определены основные экономические показатели, к числу которых относятся капитальные вложения, эксплуатационные расходы, выручка от реализации продукции, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, налоги и отчисления в бюджетные и внебюджетные фонды.

Исходная информация для расчета экономических показателей разработки принята на начало 2022 года. Характеристика расчетных технико-экономических показателей по вариантам разработки приводится в таблице 2. Расчеты показывают, что при реализации вариантов разработки проекта показатели накопленного дисконтированного потока денежной наличности (ЧДД) не имеют отрицательного значения и составляют:

- вариант I – 738,80 млн руб.;
- вариант II – 872,11 млн руб.;
- вариант III – 395,06 млн руб.

Внутренняя норма рентабельности (IRR) колеблется от 36 до 50%.

Показательным дополнительным критерием для выбора варианта разработки следует принять индекс

доходности, (PL) который выше 1 по всем рассматриваемым вариантам разработки месторождения. Обобщая результаты экономической оценки, можно сделать вывод, что по совокупности показателей эффективности наилучшая экономическая характеристика отмечается в варианте II, который может быть рекомендован к практическому применению. В этом варианте показатели экономической эффективности имеют наиболее высокие уровни по сравнению со всеми остальными вариантами

Дисконтированный доход государства за расчетный период эксплуатации составит по вариантам:

- вариант I – 2629 млн руб.;
- вариант II – 2839 млн руб.;
- вариант III – 2905 млн руб.

С целью выявления устойчивости варианта II проекта, сделан дополнительный расчет по анализу чувствительности основных показателей эффективности по следующим параметрам (рис. 1.):

- уровень цены на газ;
- уровень объема инвестиций (капитальные вложения);
- уровень издержек производства (эксплуатационные расходы);
- уровень добычи газа.

Анализ чувствительности показал, что ЧДД принимает отрицательное значение при снижении цены более чем на 15%.

При изменении остальных параметров в интервале от плюс 20% до минус 20%, ЧДД остается положительным, что указывает на высокую устойчивость проекта. При этом уровень риска по модели Недосекина составляет 50%, что соответствует низким рискам [7].

Таким образом, исследование трех вариантов разработки Павловского газового месторождения показало, что наибольший экономический эффект как для недропользователя, так и для государства получен по второму варианту с наименьшей степенью риска. ●

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Создание новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе системного подхода к изучению и моделированию полного жизненного цикла нефтегазовых месторождений» шифр FMME – 2025-0009.

Литература

1. Павловское месторождение [Электронный ресурс] <https://www.nedraexpert.ru/subsurface/1144748725/> 1?ysclid=m3ibssupr898795278 (дата обращения: 1-11-2024).
2. Бортовой участок [Электронный ресурс] <https://www.nedraexpert.ru/subsurface/1400001612/> 1?ysclid=m3gyd36too290031261 (дата обращения: 1-11-2024).
3. Родина российского газа [Электронный ресурс] URL <https://web.archive.org/web/20171204171209/http://asbh.ru/rodina-rossijskogo-gaza/> (дата обращения: 1-11-2024).
4. Особенности строения и развития Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] https://repository.geologyscience.ru/bitstream/handle/123456789/40344/Puch_04.pdf?sequence=1&isAllowed=y&ysclid=m3gy4b65pc724825185 (дата обращения: 1-11-2024).
5. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учебное пособие / С.В. Багманова, А.С. Степанов, А.В. Колomoец, М.П. Трифонова; Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2019 – 127 с.
6. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах // М. – Наука, 2006 г., 134 с.
7. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.

KEYWORDS: *gas fields, geological characteristics of deposits, net discounted income, economic assessment, degree of risk.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Минприроды сворачивает свою же программу разведки континентального шельфа

В начале февраля 2015 года правительство РФ направило в нижнюю палату парламента законопроект об исключении из законодательства норм о необходимости подготовки госпрограммы разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов.



Объясняется это наличием ряда других программных документов по изучению и развитию шельфа.

• Комментарий Neftegaz.RU

На сегодняшний день действует всего несколько проектов, которые условно можно отнести к освоению шельфа. Развитию шельфовых проектов мешает отсутствие технологий и оборудования, а также низкие цены на энергоносители. В 2021 г., согласно генеральной схеме развития нефтяной отрасли, разработку российского шельфа отложили до 2030–2035 года. К этому времени добыча углеводородов на российском шельфе сократится с 29 млн до 9 млн т. Что касается уже разведанных месторождений, то и здесь проектов немного, из-за сложности условий их способны реализовать только крупные компании.



Немецкий прагматизм: импорт российского угля в Германию в 2014 г. обновил максимумы за 8 лет

В феврале 2015 года Федеральное статистическое управление Германии сообщило, что в 2014 году Германия закупила максимум российского угля с 2006 года – 12,6 млн т, что составило более 25% общего российского экспорта. Германия нарушила ранее объявленные соглашения о сокращении зависимости от российского газа и нефти и воспользовалась низким курсом рубля, закупая топливо в валюте. Общие объемы импорта угля в Германию увеличились до 46 млн т.

• Комментарий Neftegaz.RU

В правительстве Германии продолжают обсуждение целесообразности отказа от угледобычи в стране.



В 2023 году потребление угля составило 131,5 млн т, а импорт – 30,3 млн т, что меньше, чем в предыдущем году на 23,1 и 28,4% соответственно. В целом за последние семь лет импорт угля в Европу в 2024 году оказался

самым низким. Крупнейший хаб, через который Германия получает уголь – Роттердам, в прошлом году перегрузил на 10% меньше этого энергоносителя, чем годом ранее. В первой половине 2024 года импорт энергетического угля в Германию упал до 1 млн тонн. В целом к 2030 году Германия планирует полностью отказаться от угольных электростанций.

Россети сокращают инвестпрограмму до 2017 г. на 30%

В феврале 2015 года в компании Россети представили вариант сокращения инвестиционной программы на 2015–2017 гг. с 802 млрд руб. до 546 млрд руб. В Минэнерго хотят, чтобы компании снизили управленческие расходы.

• Комментарий Neftegaz.RU

В конце 2024 года глава Россетей А. Рюмин доложил М. Мишустину, что инвестпрограмма компании за год составила рекордные 650 млрд руб., и в то же время попросил правительство о поддержке в регионах, где из-за системного недофинансирования накоплен серьезный износ фондов. Глава компании сообщил об увеличении отпуска электроэнергии, по итогам 2024 г. и о том, что выручка групп Россети превысила 1,5 трлн руб. Инвестиционная программа от года к году увеличивается, в 2023 г. она составляла 540 млрд руб. Однако, вероятно, недофинансирование предыдущих лет привело к тому, что в ряде регионов наблюдается серьезный износ фондов. ●

СИСТЕМА ЦЕНООБРАЗУЮЩИХ ФАКТОРОВ СТОИМОСТИ ТОПЛИВА И НТУ НА АЗС на примере стран ЕС

Зайкин Данила Витальевич

РЭУ имени Г.В. Плеханова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Леонова Ольга Александровна

РЭУ имени Г.В. Плеханова, доцент, к.ю.н.

Комаров Денис Николаевич

заместитель декана факультета ПСиЭСТТ, кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, доцент, к.т.н.

Шестаков Роман Алексеевич

и.о. заведующего кафедрой, Калининградский государственный технический университет, доцент, к.т.н.

АВТОРЫ СТАТЬИ РАССМАТРИВАЮТ ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕН НА АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЯХ, ВКЛЮЧАЯ КАК ТОПЛИВО, ТАК И НЕПРОДОВОЛЬСТВЕННЫЕ ТОВАРЫ И УСЛУГИ. ВЫДЕЛЕНА КЛЮЧЕВАЯ ЭЛЕМЕНТЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ: МИРОВЫЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ, ИЗДЕРЖКИ ПЕРЕРАБОТКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ, НАЛОГИ И АКЦИЗЫ, КУРСОВЫЕ КОЛЕБАНИЯ, А ТАКЖЕ КОНКУРЕНЦИЯ НА ЛОКАЛЬНЫХ РЫНКАХ. В ОТНОШЕНИИ НЕСЫРЬЕВЫХ ТОВАРОВ И УСЛУГ ОБСУЖДАЮТСЯ ТАКИЕ ФАКТОРЫ, КАК ЗАКУПОЧНАЯ СТОИМОСТЬ ТОВАРОВ, ОПЕРАЦИОННЫЕ ИЗДЕРЖКИ, ЛОКАЛЬНЫЙ СПРОС, КОНКУРЕНЦИЯ И МАРКЕТИНГОВЫЕ СТРАТЕГИИ. АВТОРЫ ПОДЧЕРКИВАЮТ, ЧТО СТОИМОСТЬ ТОПЛИВА И НЕПРОДОВОЛЬСТВЕННЫХ ТОВАРОВ И УСЛУГ НА АЗС ФОРМИРУЕТСЯ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ МНОЖЕСТВА ВЗАИМОСВЯЗАННЫХ ФАКТОРОВ, КАК ГЛОБАЛЬНЫХ, ТАК И ЛОКАЛЬНЫХ

THE ARTICLE EXAMINES THE MAIN FACTORS INFLUENCING THE FORMATION OF PRICES AT GAS STATIONS (GAS STATIONS), BOTH FOR FUEL AND FOR NON-FOOD GOODS AND SERVICES. THE FUEL SECTION HIGHLIGHTS THE KEY ELEMENTS OF PRICING: WORLD OIL PRICES, REFINING AND TRANSPORTATION COSTS, TAXES AND EXCISE TAXES, EXCHANGE RATE FLUCTUATIONS, AS WELL AS COMPETITION IN LOCAL MARKETS. IN RELATION TO NON-FOOD GOODS AND SERVICES, FACTORS SUCH AS THE PURCHASE PRICE OF GOODS, TRANSACTION COSTS, LOCAL DEMAND, COMPETITION AND MARKETING STRATEGIES ARE DISCUSSED. THE FACTORS INFLUENCING THE FORMATION OF PRICES AT GAS STATIONS ARE ALSO CONSIDERED AND ANALYZED, AND THE THEORETICAL COMPONENTS OF PRICING ARE CALCULATED. THE ARTICLE EMPHASIZES THAT THE COST OF FUEL AND NON-FOOD GOODS AND SERVICES AT GAS STATIONS IS FORMED UNDER THE INFLUENCE OF MANY INTERRELATED FACTORS, BOTH GLOBAL AND LOCAL

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ценообразование, автозаправочные станции, топливо, нефтяной рынок, акцизы, налоги, операционные издержки, непродовольственные товары, услуги, логистика, переработка нефти, транспортировка, конкуренция, маржа, курсовые колебания, государственное регулирование, стоимость топлива, спрос и предложение.

УДК 338.336

Автозаправочные станции (АЗС) являются важным элементом инфраструктуры, обеспечивающим автомобилистов топливом и множеством дополнительных непродовольственных товаров и услуг (НТУ). Стоимость топлива на АЗС – один из наиболее волнующих вопросов для потребителей, поскольку она напрямую влияет на транспортные расходы, затраты на логистику и в конечном итоге на стоимость товаров и услуг в экономике [1]. Помимо топлива, автозаправочные станции также предлагают широкий ассортимент товаров и услуг, таких как продукты питания, аксессуары для автомобилей, автомойки и кафе, цены на которые также зависят от множества факторов.

Ценообразование на АЗС представляет собой сложный процесс, включающий как глобальные экономические факторы, такие как цены на нефть и валютные курсы, так и локальные особенности: уровень конкуренции, логистические издержки, налоги и государственные сборы [2, 3].

Эти факторы оказывают различное влияние на конечную стоимость как топлива, так и НТУ, что требует детального анализа для понимания механизмов ценообразования [4].

В данном аспекте важно рассмотреть основные факторы, влияющие на формирование цен на топливо и непродовольственные товары и услуги на автозаправочных станциях, а также продемонстрировать примерные расчеты, иллюстрирующие, как складываются эти цены. Рассмотрение этих факторов позволит глубже понять, как внешние экономические условия, государственная политика и внутренняя структура бизнеса АЗС взаимодействуют в процессе ценообразования и как эти взаимодействия отражаются на конечных ценах для потребителей.

Автозаправочные станции, как объекты инфраструктуры, оказывают непосредственное влияние на экономическую деятельность, особенно в транспортной и логистической сферах. Учитывая роль топлива в повседневной жизни как частных автовладельцев, так и бизнеса, цена на бензин, дизель и другие виды топлива является важным индикатором для прогнозирования экономической стабильности. При этом потребители часто не осознают, из чего складывается конечная стоимость литра топлива на заправке.

Кроме того, АЗС сегодня значительно расширили свою роль, предлагая не только топливо, но и широкий спектр товаров и услуг. Товары, представленные на автозаправках, могут варьироваться от базовых продуктов питания и напитков до аксессуаров для автомобилей и товаров первой необходимости. Услуги, такие как автомойки, шиномонтаж и сервисы по уходу за автомобилем, также стали стандартными элементами многих АЗС. Все эти дополнительные предложения становятся важным источником дохода на АЗС и формируют значительную часть прибыли.

Для понимания того, как формируются цены на топливо и НТУ на АЗС, необходимо учесть влияние внешних факторов, таких как мировые цены на нефть, курсовые колебания валют и государственные налоги. Помимо этого, важную роль играют внутренние факторы, такие как издержки на транспортировку и хранение топлива, операционные

РИСУНОК 1. Пример формирования розничной цена на бензин в России [5]



затраты на содержание АЗС, маркетинговые стратегии, направленные на привлечение клиентов, и конкуренция с другими заправочными станциями в регионе (рисунок 1).

В статье будут подробно рассмотрены такие вопросы, как: влияние глобальных и локальных факторов на формирование цены топлива, роль налогов, акцизов и государственных сборов в структуре цены на топливо, факторы, определяющие стоимость непродовольственных товаров и услуг на АЗС, а также учет на АЗС операционных издержек и маржи в процессе ценообразования.

Эти вопросы позволят глубже понять экономическую логику формирования цен на АЗС и предложат ясную картину механизмов, которые действуют в этой сложной системе.

Рассмотрим ценообразующие факторы на топливо [6–13]:

- стоимость сырой нефти;
- издержки переработки и логистики;
- налоги и акцизы;
- курсовые колебания;
- конкуренция и локальные факторы.

Все начинается со стоимости сырой нефти. Цена на нефть – ключевой фактор, влияющий на стоимость топлива на АЗС. Поскольку нефть является основным сырьем для производства бензина и дизельного топлива, любые изменения ее стоимости отражаются на конечной цене топлива.

Мировые цены на нефть

На глобальных рынках нефть торгуется по рыночным ценам, которые зависят от спроса и предложения, включая объемы добычи странами ОПЕК,

РИСУНОК 2. Динамика цены за литр бензина в Европе, США и России [6]



политическую ситуацию в странах-производителях и экономическую активность потребителей нефти (рисунок 2).

Влияние спроса и предложения

Если спрос на нефть растет, но предложение ограничено, цена топлива увеличивается. Аналогично, при снижении спроса или избытке нефти на рынке стоимость топлива падает.

Издержки переработки и логистики

Процесс переработки нефти в топливо, транспортировка его на заправочные станции и обеспечение хранения – все это требует затрат, которые также включаются в конечную цену.

Переработка нефти

Стоимость переработки зависит от технологического уровня нефтеперерабатывающих заводов и энергоэффективности. Чем выше затраты на переработку, тем дороже будет топливо.

Транспортировка

Транспортные расходы на доставку топлива от нефтеперерабатывающего завода до АЗС, включая оплату за использование трубопроводов, железных дорог или автоперевозок, оказывают непосредственное влияние на стоимость конечного продукта.

Налоги и акцизы

В большинстве стран значительную долю цены топлива составляют государственные налоги [13].

Акцизы на топливо – это фиксированные налоги, которые добавляются к стоимости топлива на каждом этапе его продажи. Акцизы могут варьироваться в зависимости от региона или типа топлива.

НДС и экологические сборы: Налог на добавленную стоимость (НДС) и различные экологические сборы могут увеличить цену на топливо, особенно в странах, где правительство стимулирует переход на экологически чистые виды транспорта.

Курсовые колебания

Цена на нефть формируется на мировом рынке в долларах США. Соответственно, изменение курса национальной валюты относительно доллара может привести к удорожанию или удешевлению топлива на АЗС в стране.

Конкуренция и локальные факторы

На уровне конкретной АЗС цена топлива также зависит от уровня конкуренции и местных условий.

В регионах с высокой плотностью АЗС цены могут быть ниже из-за необходимости конкурировать за клиентов.

Местные транспортные расходы, наличие инфраструктуры и уровень спроса также могут повлиять на цену топлива.

Выполним расчет стоимости топлива на АЗС на примере стран ЕС.

Стоимость топлива на АЗС можно разделить на следующие составляющие:

- Цена нефти – мировая цена на нефть в долларах США за баррель.
- Переработка – затраты на переработку нефти в топливо (включая транспортировку на завод).
- Транспортировка – расходы на доставку готового топлива от завода до АЗС.
- Налоги и акцизы – государственные налоги, включая акцизы и НДС.
- Маржа АЗС – прибыль, которую получает АЗС.

Расчет стоимости литра топлива происходит по формуле 1:

$$C_{\text{топлива}} = \left(C_{\text{нефть}} \cdot K_{\text{конверт}} + Z_{\text{переработка}} + Z_{\text{транспорт}} \right) \cdot \left(1 + \frac{N_{\text{акциз}}}{100} \right) \cdot \left(1 + \frac{N_{\text{НДС}}}{100} \right) + M_{\text{АЗС}}, \quad (1)$$

где $C_{\text{нефть}}$ – цена нефти (долл./баррель);

$K_{\text{конверт}}$ – коэффициент перерасчета баррелей в литры (1 баррель = 159 литров);

$Z_{\text{переработка}}$ – затраты на переработку (долл./литр);

$Z_{\text{транспорт}}$ – затраты на транспортировку (долл./литр);

$N_{\text{акциз}}$ – акциз в процентах (в странах ЕС: от 15 до 35%);

$N_{\text{НДС}}$ – НДС в процентах (в странах ЕС: от 16 до 27%);

$M_{\text{АЗС}}$ – маржа АЗС (долл./литр).

Допустим:

- Цена нефти: 80 долл./баррель;
- Затраты на переработку: 0,10 долл./литр;
- Транспортировка: 0,05 долл./литр;
- Акциз: 20%;
- НДС: 18%;
- Маржа АЗС: 0,10 долл./литр.

Подставляем значения:

$$C_{\text{топлива}} = \left(\frac{80}{159} \cdot 0,1 + 0,05 \right) \cdot (1 + 0,2) \cdot (1 + 0,18) + 0,1 = 1,19 \text{ долл./литр}$$

Таким образом, конечная цена за литр топлива на АЗС в Европе составит 1,19 доллара.

Перейдем к ценообразующим факторам на НТУ. Непродовольственные товары и услуги, такие как продукты питания, напитки, аксессуары для автомобилей и услуги автомойки, также формируются на основе различных факторов [12]. Рассмотрим основные из них:

- закупочная стоимость товаров;
- операционные издержки;
- локальный спрос и конкуренция;
- маркетинговая стратегия;
- государственное регулирование.

Первичный фактор, влияющий на цену непродовольственных товаров на АЗС – это их *закупочная цена*.

Цепочки поставок

Стоимость доставки товаров на АЗС может включать логистические издержки, курсовые колебания, а также условия сотрудничества с поставщиками.

Специфика ассортимента

Продукты питания, аксессуары для автомобилей и другие НТУ могут иметь разную наценку в зависимости от спроса на конкретные товары в данном регионе.

Следующим, не менее важным фактором являются *операционные издержки*. Операционные затраты на содержание магазинов и предоставление услуг, такие как аренда помещений, зарплата сотрудников и энергозатраты, являются важными составляющими формирования цен.

Персонал

Уровень заработной платы сотрудников, обслуживающих магазин или предоставляющих услуги (например, автомойка), напрямую влияет на цену на эти товары и услуги.

Энергетические затраты

Расходы на электроэнергию, отопление и водоснабжение увеличивают себестоимость предоставления услуг.

Следующий фактор, который мы рассмотрим – *локальный спрос и конкуренция*. Цены на НТУ могут варьироваться в зависимости от покупательской способности и потребительских предпочтений в регионе.

Локальный спрос

Если на конкретной АЗС наблюдается высокий спрос на определенные услуги (например, автомойку), то это может приводить к повышению цен.

Конкуренция

В местах с высокой конкуренцией (например, на трассах с большим количеством АЗС) операторы могут снижать цены для привлечения клиентов.

Также на АЗС часто используют различные *маркетинговые стратегии* для увеличения продаж непродовольственных товаров.

Акции и скидки

Сезонные акции, программы лояльности, специальные предложения на топливо или товары могут временно снижать цену, привлекая больше покупателей.

Маржинальность товаров

В зависимости от типа товара, наценка может значительно варьироваться. Например, на продукты питания на АЗС часто ставятся высокие наценки из-за их удобного расположения для покупателей в пути.

В ряде стран *правительство может регулировать* не только цены на топливо, но и на некоторые товары или услуги, продаваемые на АЗС.

Антимонопольные меры

В случае, если АЗС занимает монопольное положение в регионе, государство может вмешиваться в ценообразование, чтобы избежать завышения цен.

Лицензирование и сертификация услуг

Некоторые виды услуг, такие как автомойки, требуют лицензий и соответствия экологическим нормам, что может увеличить их стоимость.

Выполним расчет стоимости НТУ на АЗС на примере Европы.

Цены на НТУ зависят от таких факторов, как закупочная стоимость, операционные издержки и маржа. Рассмотрим формулу для расчета стоимости товаров на АЗС.

Расчет стоимости НТУ происходит по формуле (2):

$$C_{\text{НТУ}} = C_{\text{закупочная}} + \left(C_{\text{закупочная}} \cdot \frac{O_{\text{издержки}}}{100} \right) + C_{\text{закупочная}} \cdot \left(\frac{M_{\text{АЗС}}}{100} \right), \quad (2)$$

где $C_{\text{закупочная}}$ – закупочная цена товара;

$O_{\text{издержки}}$ – операционные издержки АЗС (проценты);

$M_{\text{АЗС}}$ – наценка АЗС (проценты).

Допустим:

- Закупочная цена: 2,00 долл.;
- Операционные издержки: 15 %;
- Наценка АЗС: 25 %.

Подставляем значения:

$$C_{\text{НТУ}} = 2,00 + (2,00 \cdot 0,15) + (2,00 \cdot 0,25) = 2,00 + 0,30 + 0,50 = 2,80 \text{ долл.}$$

Таким образом, стоимость недовольственного товара составит 2,80 доллара.

Также выполним расчет стоимости услуги на примере автомойки. Стоимость услуг на АЗС может включать следующие компоненты:

- Затраты на оборудование – амортизация или аренда оборудования.
- Затраты на персонал – оплата труда сотрудников.
- Энергозатраты – расходы на воду, электроэнергию и химические средства.
- Маржа АЗС – прибыль.

Расчет стоимости НТУ происходит по формуле 3:

$$C_{\text{услуги}} = Z_{\text{оборуд}} + Z_{\text{персонал}} + Z_{\text{энерго}} + M_{\text{АЗС}}, \quad (3)$$

где $Z_{\text{оборуд}}$ – затраты на оборудование (долл./услуга);

$Z_{\text{персонал}}$ – затраты на оплату труда (долл./услуга);

$Z_{\text{энерго}}$ – затраты на электроэнергию и материалы (долл./услуга);

$M_{\text{АЗС}}$ – маржа АЗС (долл./услуга).

Допустим:

- Затраты на оборудование: 1,00 долл.,
- Затраты на персонал: 3,00 долл.,
- Энергозатраты: 0,50 долл.,
- Маржа АЗС: 2,00 долл.

Подставляем значения:

$$C_{\text{услуги}} = 1,00 + 3,00 + 0,50 + 2,00 = 6,50 \text{ долл.}$$

Приведенные примеры расчетов иллюстрируют, как формируется цена на топливо, товары и услуги на автозаправочных станциях. Эти расчеты помогают понять, из каких компонентов складываются цены и как внешние и внутренние факторы влияют на стоимость конечного продукта или услуги для потребителя.

В заключение важно отметить, что ценообразование на АЗС является сложным и многослойным процессом, который зависит от множества факторов, как глобальных, так и локальных. Цена на топливо формируется под воздействием таких переменных, как мировые цены на нефть, курсовые колебания валют, затраты на переработку и транспортировку, а также налоги и акцизы, устанавливаемые государством. Эти внешние факторы напрямую влияют на конечную стоимость топлива для потребителей.

Кроме того, на цену топлива и НТУ, предлагаемых на АЗС, большое влияние оказывают операционные издержки самих станций, конкуренция на локальном уровне, спрос на товары и услуги, а также маркетинговые стратегии операторов АЗС. Важную роль играет прибыльная маржа, которую закладывают владельцы станций для покрытия расходов и получения прибыли. Это особенно важно для НТУ, где наценка может варьироваться в зависимости от товарной категории и региона.

Рассмотренная система ценообразующих факторов показала, что стоимость топлива и НТУ на АЗС зависит не только от глобальных рыночных условий, но и от специфики управления конкретной станцией.

Внешние экономические условия, включая политику государств и мировые тенденции на рынке нефти, могут значительно изменять структуру цен, но не менее важны и внутренние факторы, которые оператор АЗС может контролировать.

Таким образом, понимание системы формирования цен на АЗС помогает потребителям лучше осознавать, за счет чего складывается стоимость топлива и других товаров, а бизнесу – эффективнее управлять своими затратами и ценовой политикой. ●

Литература

1. Цифровая трансформация в нефтегазовой отрасли с целью формирования более точного ценообразования с учетом технологических факторов с применением современного программного обеспечения / А.И. Блоцкая, Е.В. Кулинич, А.С. Кулькова [и др.] // Информационное общество. – 2024. – № 4. – С. 8–20. – DOI 10.52605/16059921_2024_04_08.
2. Булискерия Г.Н. Обзор методологий управления нефтегазовыми проектами / Г.Н. Булискерия, А.Э. Вострилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2024. – № 1 (229). – С. 44–47.
3. Булискерия Г.Н. Система трансферта инновационных технологий вертикально интегрированных нефтяных компаний: методические рекомендации / Г.Н. Булискерия // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2024. – № 8 (236). – С. 23–26.
4. Антипова Е.А. Ценообразование на рынке нефти и нефтепродуктов / Е.А. Антипова. – М.: Экономика и управление, 2017. – 178 с.
5. Власова А.И., Романов И.М. Факторы формирования цен на топливо: глобальные и локальные аспекты / А.И. Власова, И.М. Романов. – СПб.: Вестник топливно-энергетического комплекса, 2019. – 142 с.
6. Гончаров С.В. Налогообложение в системе ценообразования на топливном рынке / С.В. Гончаров. – Казань: Финансовый менеджмент, 2020. – 124 с.
7. Иванова Л.П. Влияние мировых цен на нефть на стоимость топлива в России / Л.П. Иванова. – М.: Нефтегазовая аналитика, 2021. – 208 с.
8. Кузнецова М.А. Операционные издержки и их влияние на стоимость недовольственных товаров на автозаправочных станциях / М.А. Кузнецова. – Екатеринбург: Маркетинг и менеджмент, 2018. – 183 с.
9. Петров А.Н. Влияние транспортных издержек на цену топлива в розничной сети АЗС / А.Н. Петров. – СПб.: Логистика и управление цепями поставок, 2016. – 156 с.
10. Сидорова Т.И., Беляев Ю.Н. Государственное регулирование рынка нефтепродуктов: опыт и перспективы / Т.И. Сидорова, Ю.Н. Беляев. – Тюмень: Журнал нефтяной экономики, 2019. – 211 с.
11. Чупров В.А. Конкуренция на локальных рынках АЗС и ее влияние на цены / В.А. Чупров. – М.: Экономика и бизнес, 2020. – 132 с.
12. Шевченко Н.В. Стратегии ценообразования на недовольственные товары на автозаправочных станциях / Н.В. Шевченко. – Екатеринбург: Бизнес и маркетинг, 2021. – 198 с.
13. Яковлев И.С. Роль акцизов и налогов в формировании цен на топливо в розничной торговле / И.С. Яковлев. – Казань: Налогообложение и экономика, 2017. – 167 с.

KEYWORDS: pricing, gas stations, fuel, oil market, excise taxes, taxes, transaction costs, non-food products, services, logistics, oil refining, transportation, competition, margin, exchange rate fluctuations, government regulation, fuel cost, supply and demand.

«ГУМАННЫЕ СООБРАЖЕНИЯ» ИЛИ ДЕНЬГИ: ПОЧЕМУ ЗАПАДНЫЕ ФИРМЫ ОСТАЮТСЯ В РОССИИ



Западные фирмы, которые продолжают вести дела в России, косвенно финансируют кампанию Москвы на Украине, платя корпоративные налоги. Это не назовешь надежной инвестицией: уже почти три года они не могут вывести прибыль из России, а их активы на российской земле на самом деле больше им не принадлежат.



В 2023 году около 800 международных компаний из западных стран продолжили работать в России. После начала спецоперации в России остались около 60% глобальных компаний, в основном из США, Германии и Франции. Свою работу на российском рынке они объясняют тем, что производят жизненно важные товары, либо чувством ответственности за благополучие своих сотрудников и их семей. Развенчать оба эти аргумента не составит труда. В плане продовольствия Россия вполне самодостаточна, а западные санкции не касаются гуманитарных товаров, поэтому их присутствие в стране не требуется. Довод о персонале также не выдерживает критики. В России более чем достаточно альтернативных рабочих мест. В 2022 и 2023 годах доход фирмы из стран ЕС составил 370 млн долларов, что превышает военный бюджет Москвы за тот же период. Многие западные компании решили, что если они «пересидят» конфликт, то окажутся в лучшем положении, чем конкуренты, когда санкции будут сняты. Но эта ставка сгорела и теперь их доходы и активы контролирует Кремль, который

запретил им перевод дивидендов в штаб-квартиры в недружественных странах. Если моральная мотивация прежде была недостаточно убедительной, то экономический аргумент в пользу ухода из России теперь действительно неопровержим.

БЕЗ НЕФТИ И БЕЗ РАБОТЫ. САНКЦИИ ПРОТИВ РОССИИ УДАРИЛИ ПО НЕМЕЦКИМ ТРУДЯГАМ

Berliner Zeitung

«На 10 центов за литр дороже, чем в Берлине»: люди с недоумением смотрят на цены на бензин и дизельное топливо на заправочной станции на территории нефтеперерабатывающего завода в Шведе. В военном деле под сопутствующим ущербом понимается непреднамеренный или «допустимый» ущерб, нанесенный вблизи цели. Никакой другой термин лучше не подойдет для описания того, что испытывают сотрудники нефтеперерабатывающего завода РСК в Шведе-на-Одере в результате санкций, введенных ЕС и Германией против нефтяной отрасли России. РСК является частью трубопроводной сети, до недавнего времени снабжавшей нефтью Венгрию, Чехию и Словакию. Но из-за отказа Украины пропускать нефть, трубопровод прекратил свою работу.



«Германия полностью отказывается от импорта российских энергоносителей, – заявила министр иностранных дел Германии А. Бербок. – К лету мы сократим потребление нефти вдвое, а к концу года выйдем на нулевой уровень». Что не стало проблемой для министра иностранных дел, стало проблемой для 1200 сотрудников нефтеперерабатывающего

завода, оказавшихся под угрозой безработицы, а также для региона Шведт в результате введенных санкций против России.

ОСТАНОВКА ТРАНЗИТА «СРАБОТАЛА»: ЕВРОПА НАБРОСИЛАСЬ НА РОССИЙСКИЙ СПГ POLITICAL

В 2025 году Европа покупает российский газ беспрецедентными темпами, тратя миллиарды долларов, которые Кремль может использовать для финансирования военных действий на Украине. Всего несколькими неделями ранее истек срок действия крупного транзитного соглашения, вселившего надежду, что континент наконец-то избавится от зависимости от Москвы.



Однако за первые две недели года 27 стран ЕС импортировали из России 837 300 метрических тонн сжиженного природного газа. Это количество бьет рекорд за тот же период прошлого года. 1 января истекло соглашение, по которому Россия перекачивала газ в ЕС по трубопроводам через Украину. Это вынудило страны скупать СПГ с танкерной доставкой из российских портов. После прекращения поставок аппетит Европы к российскому газу лишь разыгрался. Представитель Европейской комиссии Анна-Кайса Итконен заявила, что работа по выдавливанию Москвы из импорта угля, нефти и газа уже «сломила российский контроль над энергетической системой Европы, однако газ по-прежнему поступает в ЕС. Это вызывает серьезные опасения», обозначив планы Комиссии разработать к концу февраля «дорожную карту» по полному прекращению импорта российских энергоносителей. ●



АММИАК В РОССИИ: технологии, динамика и перспективы производства

АММИАК ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЕЙШИМ ПРОДУКТОМ ГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. АВТОР СТАТЬИ РАССМАТРИВАЕТ ПРИМЕНЯЕМЫЕ В РОССИИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА АММИАКА И ДЕМОНИСТРИРУЕТ ДИНАМИКУ ПРОИЗВОДСТВА АММИАКА И АЗОТНЫХ УДОБРЕНИЙ, А ТАКЖЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ ПО НАРАЩИВАНИЮ МОЩНОСТЕЙ ПРОИЗВОДСТВА

AMMONIA IS THE MOST IMPORTANT PRODUCT OF THE GAS CHEMICAL INDUSTRY. THIS ARTICLE REVIEWS THE AMMONIA PRODUCTION TECHNOLOGIES USED IN THE RUSSIAN FEDERATION, SHOWS THE DYNAMICS OF AMMONIA AND NITROGEN FERTILIZER PRODUCTION AND PROSPECTIVE PROJECTS TO INCREASE PRODUCTION CAPACITY

Ключевые слова: аммиак, аммиачное производство, азотные удобрения.

Максимова Дарья Вячеславовна
ассистент кафедры
газохимии
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

Азотная промышленность играет важную роль в газохимическом производстве и в экономике России в целом. Одним из ключевых продуктов азотной промышленности является аммиак.

В качестве сырья для промышленного производства аммиака используют кокс, уголь, коксовый газ, природный газ. Россия обладает значительными запасами природного газа, что делает производство аммиака и удобрений на его основе экономически выгодным.

Развитие азотной промышленности также связано с необходимостью обеспечения продовольственной безопасности и повышения

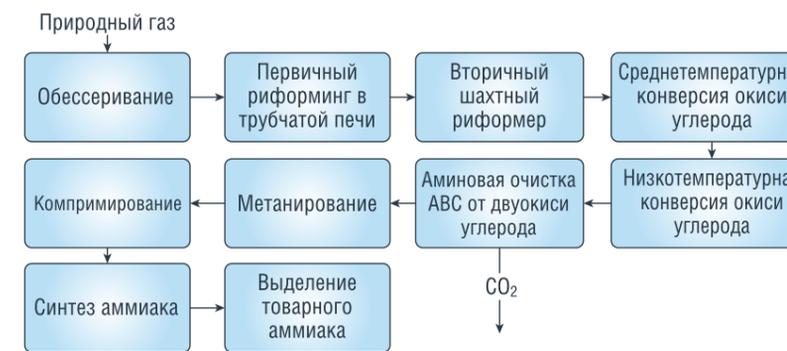
урожайности сельскохозяйственных культур. Устойчивый рост потребления аммиака связан с применением его в основном в сельскохозяйственной отрасли, которая занимает значительную долю рынка и стабильно увеличивается в связи с ростом населения планеты. Кроме сельскохозяйственной отрасли, аммиак также применяется в промышленности и медицине.

Основными затратами при производстве аммиака являются затраты на электроэнергию и сырье.

Аммиак – это крупнотоннажный продукт газохимии, производимый по всему миру, в том числе в России, по глубоко изученным за более чем

УДК: 661.531

РИСУНОК 1. Блок-схема синтеза аммиака из природного газа



сто лет и энерготехнологичным схемам на основе процесса Габера-Боша. Существует множество различных особенностей в переработке природного газа в аммиак, например, в случае использования высокоазотистого газа [1]. Стандартная блок-схема синтеза аммиака из природного газа приведена на рисунке 1.

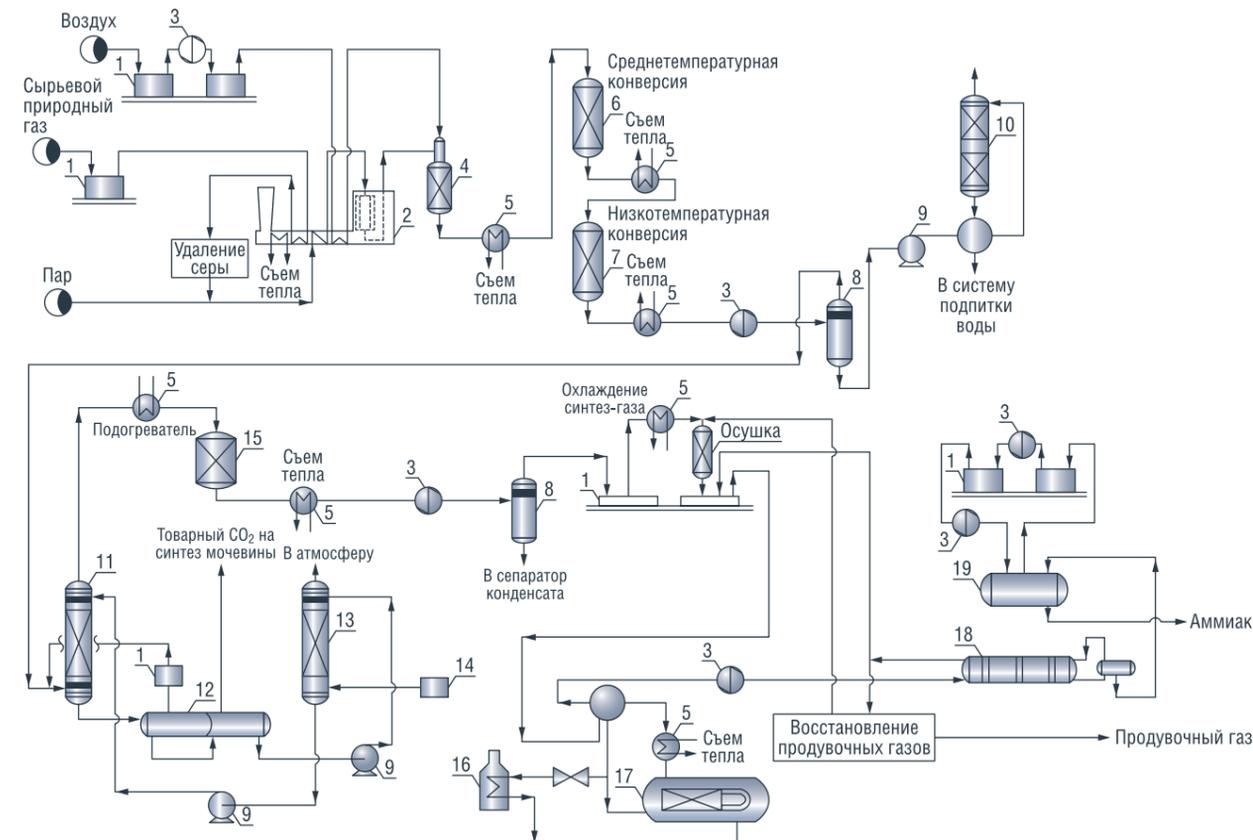
Классическая технологическая схема производства аммиака представлена на рисунке 2. Сырьевой природный газ нагревается в конвекционной секции трубчатой печи 2 и подается на блок очистки от сернистых соединений. Очищенный природный газ при температуре 350–370 °С смешивается с водяным паром,

и парогазовая смесь, нагреваемая дымовыми газами печи до температуры 510–525 °, поступает на первую стадию конверсии – в реакционные трубы, расположенные в радиантной секции печи 2.

Предварительно подогретый технологический воздух и конвертированный газ поступают в шахтный конвертор 4 в таком соотношении, чтобы обеспечивалось необходимое соотношение $(H_2 + CO)/N_2 = 3,07-3,1$ в получаемом синтез-газе.

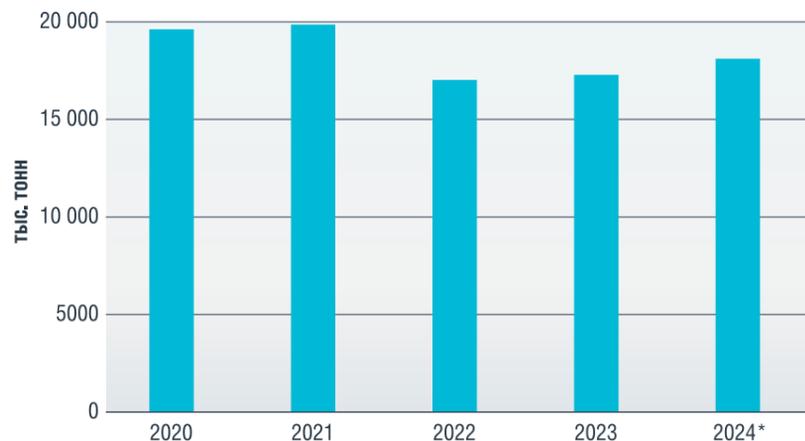
Конвертированный газ после шахтного конвертора охлаждается от температуры 990–1000 °С до температуры 360 °С в теплообменнике или котле-утилизаторе 5 и поступает в радиальный двухступенчатый конвертор среднетемпературной конверсии окиси углерода 6, где на железном катализаторе происходит снижение содержания остаточного СО до 4%. После второй ступени

РИСУНОК 2. Технологическая схема производства аммиака [2]



1 – компрессор; 2 – трубчатая печь (I ступень конверсии); 3 – холодильник; 4 – шахтный конвертор (II ступень конверсии); 5 – теплообменник; 6 – среднетемпературный конвертер СО; 7 – низкотемпературный конвертер СО; 8 – сепаратор; 9 – насос; 10 – сепаратор конденсата; 11 – абсорбер CO₂; 12 – выветриватель; 13 – десорбер CO₂; 14 – воздухоудувка; 15 – метанатор; 16 – пусковая печь; 17 – реактор синтеза аммиака; 18 – теплообменник-конденсатор; 19 – емкость аммиака

РИСУНОК 3. Динамика производства аммиака в России [3]



* значение аппроксимировано по данным Росстат за январь – ноябрь 2024 г.

среднетемпературной конверсии CO в конверторе 6, проводившейся с промежуточным охлаждением, конвертированный газ направляется на стадию низкотемпературной конверсии CO в конверторе 7 с использованием медьсодержащего катализатора. Содержание оксида углерода в сухом конвертированном газе ~0,3–0,5 %.

После стадии низкотемпературной конверсии CO конвертированный газ охлаждается в теплообменнике 5 и проходит через несколько ступеней сепарации, после чего газ поступает на стадию аминовой или поташной очистки.

Очищенный конвертированный газ направляется на стадию метанирования, где содержание оксидов углерода снижается до 20–30 ppm в результате гидрирования на никелевом катализаторе. Соотношение H₂/N₂ в синтез-газе, поступающем на стадию синтеза аммиака, должно составлять около 3,05.

Сжатый и осушенный синтез-газ направляется в цикл синтеза аммиака, осуществляемый по циркуляционной схеме. Непосредственно синтез осуществляется в реакторе синтеза аммиака 17, представляющем собой радиальную полочную колонну с промежуточным охлаждением циркуляционного газа между катализаторными полками за счет холодных байпасов. Переход с аксиальных колонн синтеза аммиака (показаны на схеме) на радиальные, позволяет при уменьшении размера загружаемого катализатора уменьшить гидравлические

потери давления циркуляционных газов и давление синтеза при увеличении производительности агрегата. Продукционный аммиак из отделения синтеза выводится в жидком виде при температуре -32 °С.

В настоящее время существует множество схем синтеза аммиака, отличающихся как стадиями получения синтез-газа, так и стадиями получения и выделения основного продукта синтеза.

Большинством отечественных компаний используются агрегаты синтеза аммиака AM-70 (Тольяттиазот, Невинномысский азот), AM-76 (Тольяттиазот, Апатит, Газпром нефтехим Салават), ТЕС (Апатит, Акрон). Подавляющая часть агрегатов производства аммиака была спроектирована Государственным институтом

азотной промышленности (ГИАП). Также на некоторых заводах функционируют агрегаты производства аммиака по технологиям KBR Purifier (Еврохим-Северо-Запад), Chemico (Тольяттиазот), KRES (Дорогобуж), совместного производства аммиака и метанола по технологии Topsoe's IMAP (Щекиноазот). В последние годы наблюдается обновление и модернизация существующих заводов, что позволяет повысить эффективность и снизить затраты на производство.

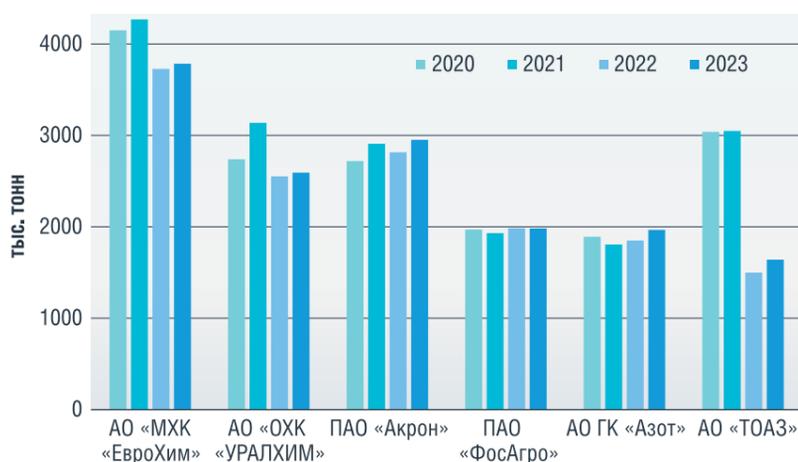
Динамика аммиачного производства в России показана на рисунке 3.

В 2022 г. производство аммиака в России сократилось на 14% до 17 млн т. Основной причиной снижения выпуска стало ограничение экспорта российского аммиака. В 2023–2024 гг. производство аммиака показывает устойчивый рост, связанный с переориентацией рынков сбыта, в том числе и с увеличением спроса внутри страны.

До 85 % объемов аммиака на российском рынке производят компании АО «МХК «Еврохим», АО «ОХК «Уралхим», ПАО «ФосАгро», АО ГК «Азот», ПАО «Акрон» и АО «ТОАЗ». Вклады компаний-лидеров в производство аммиака приведены на рисунке 4.

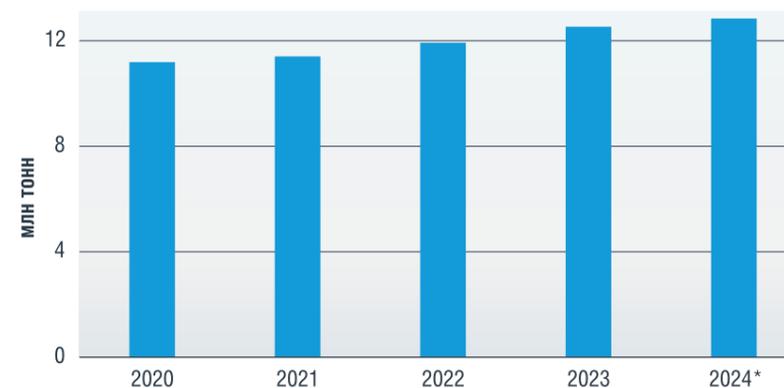
Наиболее распространенными азотными удобрениями являются аммиачная селитра, которая обеспечивает как аммонийный, так и нитратный азот, карбамид с высоким содержанием азота (46 %), аммонийный сульфат, который также содержит серу,

РИСУНОК 4. Вклады компаний-лидеров в общее производство аммиака в России



Источник: данные предприятий

РИСУНОК 5. Динамика производства азотных удобрений [3]



* значение аппроксимировано по данным Росстат за январь – ноябрь 2024 г.

и жидкие аммиачные удобрения, которые быстро усваиваются растениями. Эти удобрения активно используются в сельском хозяйстве для повышения урожайности и улучшения качества продукции, обеспечивая растения необходимыми питательными веществами для роста и развития. Динамика производства азотных удобрений демонстрирует устойчивый рост на уровне 3,5% год к году (рисунок 5).

Производство аммиака остается перспективной отраслью газохимии, так как, помимо постоянно увеличивающегося спроса на аммиак и азотные удобрения в сельскохозяйственном секторе, растет и потребность в аммиаке в других промышленных областях. В связи с этим крупнейшие компании-производители аммиака планируют реализовать ряд новых проектов по наращиванию производственных мощностей. Планируемые проекты в этой сфере, очевидно, рассчитаны на рост внутреннего потребления и переориентацию каналов экспорта или снятие существующих экспортных ограничений [4].

Так, в 2022 году «ЕвроХим» начал строительство крупного завода по производству аммиака и карбамида в Ленинградской области. Проектная мощность составляет 1,1 млн тонн аммиака и 1,4 млн тонн карбамида в год. На текущий момент в связи с политическими ограничениями запуск завода отложен.

Компания «Фосагро», крупнейший в России производитель фосфорных удобрений, анализирует возможность строительства новых комплексов по производству

аммиака и карбамида в Череповце и Волхове для удовлетворения собственных производственных потребностей в аммиаке. Компания оценивает мощность будущего завода в 1 миллион тонн аммиака и карбамида и в марте–апреле 2023 года активно занималась поиском лицензиара технологии.

АО «Тольяттиазот» намерен к 2035 году нарастить выпуск аммиака до четырех миллионов тонн в год. Согласно отчету компании, также планируется увеличить производство карбамида почти до четырех миллионов тонн. Напомним, что в 2022 году производство аммиака в связи с прекращением транспортировки по аммиакопроводу «Тольятти – Одесса» мощностью 2,5 млн тонн в год существенно сократилось. Сейчас компанией активно ведется завершение строительства терминала в Тамани проектной мощностью 5 млн тонн в год.

Один из масштабных проектов планирует реализовать НОВАТЭК. Анонсированный еще в 2021 году проект Обского ГХК в 2024 году был отправлен на перепроектирование в связи с желанием отказаться от европейского оборудования и сейчас рассматривается компанией НОВАТЭК как один из приоритетных. Ранее планируемая мощность двух технологических линий по производству аммиака составляла 2,5 млн тонн в год.

В 2018 году между ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений» и Корпорацией по развитию Дальнего Востока было заключено соглашение о строительстве нового завода на территории опережающего

развития «Находка». Изначально по проекту предполагался выпуск 1,1 млн т/год аммиака, 2 млн т/год карбамида и 1 млн т/год метанола, однако впоследствии решили не выпускать аммиак, как промежуточный продукт, теперь проектные мощности составляют 1,8 млн т/год метанола (1 очередь) и 3 млн т/г карбамида (2 очередь) [5].

Аммиачное производство играет ключевую роль в аграрной и химической промышленности. Аммиак является основным компонентом удобрений, которые необходимы для повышения урожайности сельскохозяйственных культур, именно поэтому спрос на аммиак довольно устойчив. После скачка и последующего спада в 2022 году цены на аммиак стабилизировались и не демонстрируют существенных изменений [6]. Поскольку производство аммиака требует значительных затрат энергии, колебания цен на газ и другие источники энергии в значительной степени влияют на стоимость производства и себестоимость продукта, что в свою очередь влияет на стоимость азотных удобрений. Таким образом, аммиачное производство остается важной частью глобальной экономики, и его динамика будет продолжать оказывать влияние на множество смежных отраслей. ●

Литература

- Ковалева Д.А. Использование природного газа, содержащего более 20% азота, для производства аммиака / Д.А. Ковалева // Tatarstan UpExPro 2024: Сборник научных трудов по материалам VIII Международной молодежной научной конференции, Казань, 11–14 апреля 2024 года. – Новокузнецк: Издательство «Знание-М», 2024. – С. 219–220.
- Сосна М.Х., Голдобина М.А. Современное состояние и перспективы развития производства аммиака в России // Нефтегазохимия. – 2018. – № 4. – С. 17–21.
- Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации [Электронный ресурс]. – URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/202_25-12-2024.html.
- Азотная промышленность в России в 2023 году / ИХТЦ / [Электронный ресурс]. – URL: <https://ect-center.com/mediacenter/proizvodstvo-ammiaka-2023>.
- Находкинский завод минеральных удобрений подключат к перспективной ГПС «Врангель» [Электронный ресурс] – URL: <https://neftgaz.ru/news/gazoraspredelenie/730937-nakhodkinskiy-zavod-mineralnykh-udobreniy-podklyuchat-k-perspektivnoy-grs-vrangel/>.
- Ammonia price index [Электронный ресурс]. – URL: <https://businessanalytic.com/procurementanalytics/index/ammonia-price-index/>.

KEYWORDS: ammonia, ammonia production, nitrogen fertilizers.



СПГ В БРАЗИЛИИ: перспективы развития

ДО ПОСЛЕДНЕГО ВРЕМЕНИ, НЕСМОТЯ НА ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ТЕРРИТОРИИ И ЧИСЛЕННОСТЬ НАСЕЛЕНИЯ, БРАЗИЛИЯ НЕ ИГРАЛА ЗАМЕТНОЙ РОЛИ КАК ИМПОРТЕР СПГ. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОВОГО РЫНКА ПОДТАЛКИВАЮТ ЭТУ СТРАНУ К УВЕЛИЧЕНИЮ ИМПОРТА ЭТОГО РЕСУРСА, ЧТО С УЧЕТОМ ПЛОЩАДИ И ОСОБЕННОСТЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА СТРАНЫ НАЧИНАЕТ ВЛИЯТЬ НА КОНЕЧНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ. НЕСМОТЯ НА ЗНАЧИТЕЛЬНУЮ ДОЛЮ ГИДРОГЕНЕРАЦИИ, СПГ ВСТРАИВАЕТСЯ В ЭКОНОМИКУ БРАЗИЛИИ И ДЕЛАЕТ ЕЕ БОЛЕЕ СТОЙКОЙ К ВЫЗОВАМ СОВРЕМЕННОСТИ

UNTIL RECENTLY, DESPITE ITS LARGE TERRITORY AND POPULATION, BRAZIL DID NOT PLAY A SIGNIFICANT ROLE AS AN IMPORTER OF LNG. HOWEVER, THE INCREASE IN ELECTRICITY CONSUMPTION AND CHANGES IN THE GAS MARKET ARE PUSHING THIS COUNTRY TO INCREASE IMPORTS OF THIS RESOURCE, WHICH IS BEGINNING TO AFFECT THE END CONSUMER GIVEN THE AREA AND CHARACTERISTICS OF THE COUNTRY'S ENERGY MARKET. DESPITE THE SIGNIFICANT SHARE OF HYDROPOWER GENERATION, LNG IS BEING INTEGRATED INTO THE BRAZILIAN ECONOMY AND MAKES IT MORE RESILIENT TO MODERN CHALLENGES

Ключевые слова: *Бразилия, природный газ, сжиженный природный газ, перспективы развития.*

**Мещерин
Игорь Викторович**

заместитель заведующего
кафедрой газохимии по научной
работе, доцент, к.т.н.

**Худяков
Денис Сергеевич**

доцент кафедры газохимии,
к.т.н.

**Стыценко
Валентин Дмитриевич**

профессор кафедры физической
и коллоидной химии, д.х.н.

**Козлов
Андрей Михайлович**

доцент кафедры газохимии, к.т.н.

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

УДК 662.767.81

В Бразилии рынок СПГ в полной мере развивается с 2006 года с момента первой импортной поставки, частично конкурируя с поставками трубопроводного газа из соседней Боливии через компанию GASBOL. Поэтому, учитывая неопределенность в отношении объема оставшихся запасов боливийского природного газа, предопределено внимание правительства Бразилии к СПГ не только как к источнику ресурсов, но и важному элементу энергетической безопасности, учитывая гибкость его поставок и возможность работы на спотовом международном рынке. Стоит подчеркнуть, что энергетическая безопасность является основополагающим фактором для того, чтобы понять важность развития СПГ в Бразилии, учитывая определенную зависимость от поставок боливийского природного газа, что может создать трудности для национальных потребителей. Например, среднесуточная производительность трубопровода GASBOL составляет около 15 млн м³ при среднесуточном потреблении в 2015 г. Бразилией около 30 млн м³. Учитывая геологические особенности страны и сложности с обустройством подземных хранилищ газа, в случае резкого прекращения поставок природного газа из Боливии ГЭС и металлургические предприятия смогут работать не более 12 часов.

добычу попутного нефтяного газа, при котором внутренний газовый рынок существенно зависит от количества добываемой нефти, так как около 80% добываемого внутри страны газа имеет нефтяное происхождение, что приводит к необходимости планирования объемов добываемого газа на основе компаний-нефтедобытчиков, при этом ошибки в планировании

При рассмотрении основных потребителей СПГ в Бразилии следует отметить преимущественное использование данного вида сырья электрогенерацией, но начинает развиваться и применение СПГ в качестве моторного топлива, что предопределяет расширение территорий использующих СПГ, где спрос на данный вид

Запасы природного газа Бразилии составляют 370 млрд м³, из которых 82% находятся на шельфе

приводят к обратной закачке попутного нефтяного газа в пласт или его сжиганию. Таким образом, Бразилия отчетливо ощущает преимущества как долгосрочных, так и биржевых поставок СПГ. Также следует отметить и высокое содержание сернистых компонентов и диоксида углерода в добываемом газе, что приводит к повышению затрат на его подготовку, что не способствует расширению его использования, особенно в случаях, когда стоимость на импортируемый СПГ находится на одном уровне или даже ниже стоимости добываемого газа внутри страны.

К особенностям газовой отрасли Бразилии относят и недостаточную протяженность газопроводов при их одновременной концентрации

К особенностям газовой отрасли Бразилии относится недостаточная протяженность газопроводов при их одновременной концентрации на юго-востоке страны, что делает регазификационные терминалы СПГ важными объектами для снабжения газом других регионов

В настоящее время запасы природного газа в Бразилии составляют 370 млрд м³, из которых 82% находятся на шельфе, но Бразилия не смогла обеспечить альтернативные источники энергии для коммунального сектора и сейчас зависит от импорта СПГ. Кроме этого, неизвестно, насколько удачны и эффективны будут проекты по добыче сланцевого газа, на который возлагаются определенные надежды. Тем не менее к особенностям Бразилии относят существенную

на юго-востоке страны, что делает регазификационные терминалы СПГ важными пунктами для снабжения газом других регионов страны, а с учетом большой территории и значительной прибрежной линии СПГ-терминалы позволяют обеспечивать удаленные рынки и сглаживать сезонные всплески, а также повышать энергетическую безопасность страны и доставлять СПГ в те районы, куда строительство трубопроводов затруднительно или нерентабельно.

топлива начинает увеличиваться. Данные события благоприятно действуют на газовую отрасль страны, так как повышают долю использования регазификационных терминалов СПГ компании Petrobras, а также предусматривают распределение небольших объемов СПГ, транспортируемого с помощью грузовиков, поездов, речных и прибрежных судов.

К сожалению, наряду с преимуществами, сжиженный природный газ для Бразилии имеет и некоторые недостатки, которые ограничивают его распространение и использование. Наиболее коммерчески привлекательные условия на использование СПГ можно получить, заключая долгосрочные контракты на условиях «бери или плати» или «отгружай или плати», которые предусматривают обязательство покупателя оплачивать минимальный зафиксированный объем независимо от фактического потребления. Это делает сложным привлечение банковского финансирования и организацию крупных поставок в адрес одного терминала для мелкого и среднего бизнеса, но благоприятно для терминалов, которые поставляют крупные объемы регазифицированного газа ТЭЦ. Естественные ограничения для малого и среднего бизнеса при заключении контрактов на условиях «бери или плати» могут становиться ограничивающим фактором при рассмотрении применения СПГ во внутренних районах Бразилии, так как объемы потребления на начальных этапах поставок непостоянны и малы. Такое потребление актуально именно для Бразилии, где потребление

СПГ существенно повышается в периоды ограничений по выработке гидроэлектроэнергии ввиду сезонных циклов по расходу воды. Но даже при заключении крупных контрактов компании Бразилии должны оценивать валютные риски, так как цены на СПГ устанавливаются в долларах и привязаны к динамике цен на нефть и поставкам на газовые хабы, которые также подвержены колебаниям. Для Бразилии конечная стоимость СПГ зависит как от внутренних обменных курсов, так и от ценообразования, обусловленного динамикой спроса и предложения, а также сезонными и геополитическими факторами.

Для Бразилии, как и для других стран-импортеров, поставки СПГ осуществляются на танкерах большого объема, по этой причине наиболее актуальным вариантом является наличие одного или нескольких крупных потребителей (ТЭЦ или металлургия), которые будут обеспечивать потребление большей части регазифицированного приемным терминалом СПГ. При отсутствии базовых потребителей поиск более мелких заказчиков затруднен, так как сложно предугадать и обеспечить их спрос, поскольку у каждого из них свои чувствительные точки к стоимости энергетических ресурсов и сезонные

Импортируемого из Боливии природного газа становится недостаточно, этот газ полностью потребляется промышленными предприятиями, в то время как СПГ, поступающий через регазификационные терминалы, чаще всего используется ТЭЦ

кривые потребления, и эти факторы делают сложным для поставщика СПГ взаимодействие со средним и мелким бизнесом. В связи с этим наличие крупного потребителя необходимо для обеспечения экономической и контрактной жизнеспособности этих проектов.

Для береговой линии Бразилии строительство приемных терминалов СПГ сопряжено со значительным количеством земляных работ, так как необходимо проведение большого объема дноуглубительных работ, обеспечение наличия дорогостоящих волнорезов.

В случае рассмотрения FSRU (Floating Storage Regasification Unit – плавучее хранилище сжиженного природного газа) значение имеет тип швартовки судов и необходимость постоянной работы буксиров при наличии высоких волн, поэтому в некоторых регионах с сильными течениями использование таких судов будет затратным или даже невозможным.

Для обеспечения экономической и контрактной жизнеспособности СПГ-проектов необходимо наличие крупного потребителя, при отсутствии базовых потребителей поиск более мелких заказчиков затруднен, так как сложно предугадать и обеспечить спрос с их стороны

При развитии газовой отрасли Бразилия начинает сталкиваться и с актуальностью строительства подземных хранилищ газа, так как наличие одного якорного потребителя делает явными риски по работе регазификационного терминала в случаях аварий или временного прекращения работы такого потребителя. При этом в последнее время все больше исследователей высказывают мнение, что следующим этапом развития сектора СПГ в Бразилии станет строительство ПХГ, при этом именно развитие ПХГ является

Такая сезонность потребления снижает экономическую конкурентоспособность инфраструктуры, поскольку она простаивает в течение длительного времени. Фактор сезонности для Бразилии так велик, что при отсутствии сезонности в бразильской гидроэнергетике не было бы необходимости в импорте СПГ в период с 2017 по 2021 годы,

а также в расширении мощностей по регазификации. Таким образом, СПГ используется в качестве дополнительного источника для обеспечения национальной энергетической безопасности. ●

Литература

1. Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Rafael Sacco, Clarissa Emanuela Leao Lima, Rodrigo Botao, Ciro Galvao, Gabriela Pantoja Passos, Thiago Brito, Giancarlo Ciola, Marcos Eduardo Melo dos Santos, Jewellord Nem Singh, Edmilson Moutinho dos Santos. Brazilian natural gas market dynamics: A data panel analysis of the Brazilian market compared with Argentina, Colombia, Mexico, and India using Porter's five forces framework // Heliyon. 2024. № 10.
2. Крамской М.В. Газовая отрасль Республики Бразилия: каковы перспективы развития? // Инновации и инвестиции. 2018. № 10. С. 126–132.
3. B. Silveira, M.E. Melo dos Santos, F.J.F. Maia, A.P. Basso, J.N. Singh, H.K. de Medeiros Costa, Incentives for photovoltaic energy generation: a comparative analysis of policies in Spain, Germany, and Brazil // Energy Strategy Rev. 2024. № 54. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101415>.
4. H.M. Sakamoto, M. Maciel, F.H. Cardoso, L.A. Kulay. Energy and environmental contributions for future natural gas supply planning in Brazil // Energy Technol. 2020. <https://doi.org/10.1002/ente.202000426>.
5. L.M.A.L. Gaudencio, R. de Oliveira, W.F. Curi, et al. Oil and gas companies operating in Brazil adhere to GRI-G4 essential sustainability indicators: a critical review // Environ. Dev. Sustain. 2020. № 22. <https://doi.org/10.1007/s10668-018-0230-2>.
6. M.E. Melo dos Santos, J. Nem Singh, R. Castro, H. Santos, H.K. de M. Costa, E. M. dos Santos. SWOT analysis of Brazilian energy policy: a comparative panel data analysis of the twenty largest economies // Energy Pol. 2024. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114172>.
7. O.L.V. Costa, C. de Oliveira Ribeiro, L.L. Ho, et al. A robust least square approach for forecasting models: an application to Brazil's natural gas demand // Energy Systems. 2020. <https://doi.org/10.1007/s12667-019-00365-1>.
8. C.A.G. Pereira, K. Olberzt, M.A. Rost. Oil and gas regulation in Brazil [Электронный ресурс]. http://www.justen.com.br/pdfs/IE64/IE64_not_Cesar_Petroleo_Gas.pdf (дата обращения: 01.11.2024).

KEYWORDS: Brazil, natural gas, liquefied natural gas, development prospects.

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов

Стоимость подписки

	1 номер	Год
Количество номеров	1	12
Электронная версия	4500 ₽	45 000 ₽
Печатная версия	4500 ₽	45 000 ₽



Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки
журнала Neftegaz.RU

+7 (495) 778-41-01
subs@neftgaz.ru

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

Подписной индекс
Урал Пресс 013265

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!



Укрепление скважины

После окончания процесса бурения стенки скважины укрепляют, спуская обсадную колонну и цементируя ее тампонажными растворами. В полученной крепи для создания гидродинамической связи пласта со скважиной методом перфорации формируют отверстия. Неправильно подобранные параметры такой работы приводят к образованию трещин, которые становятся причиной преждевременного обводнения. Ученые Пермского Политеха впервые смоделировали крепь скважины, учитывая возникающие давления при перфорации, состав тампонажного раствора, свойства формируемого из него камня и параметры проведения прострелочно-взрывных работ. Ученые смоделировали напряженно-деформированное состояние околоскважинной зоны в условиях создания перфорации с использованием трех разных рецептов тампонажных растворов. Разработанная модель позволяет задавать неравномерное распределение давления внутри скважины во время перфорации, а также учитывать все свойства тампонажного камня. Многовариантное численное моделирование показало зоны разрушения цементного камня в трех скважинах для каждого типа цемента. Наибольшая возникает для состава с меньшей прочностью. Но сильнее разрушение происходит для скважины с большей величиной давления во время перфорации.

Борьба с нефтяным загрязнением почвы

Среди бактерий, содержащихся в почве, есть виды, способные разрушать нефть. Их можно выделить из загрязненного грунта, очистить в лаборатории, размножить и снова внести в почву или заменить их на поверхностно-активные вещества, которые они выделяют. Основной технологий биоремедиации нефтезагрязненных почв являются бактерии-биодеструкторы, углеводороды, а также производимые ими биосурфактанты – ПАВы. Благодаря эмульгирующим свойствам и способности снижать поверхностное натяжение воды биосурфактанты значительно повышают доступность микроорганизмов-деструкторов, которые содержатся в почве в небольшом количестве, иными словами, когда мы вносим в почву ПАВ, нефть эмульгирует, распадаясь на шарики, в таком состоянии бактериям легче ее перерабатывать. Лабораторные эксперименты, проведенные в КФУ, подтвердили эффективность инновационного метода: содержание углеводородов в почве снизилось на 35% после применения однопроцентного раствора биосурфактантов, вырабатываемых бактериями рода *Nocardia*. В качестве питательных субстратов для микроорганизмов предложено использовать отходы сельского хозяйства и пищевого производства.

Ультразвук для улучшения минеральных удобрений

При производстве некоторых химических продуктов в качестве сырья применяют хлорид калия. Одно из основных требований к продукту – его гранулометрический состав. Ученые Пермского Политеха выяснили, как с помощью ультразвука можно влиять на размеры хлорида калия. Они проводили лабораторные исследования с помощью реактора, в который вносили дистиллированную воду и химически чистый хлористый калий. Суспензию нагревали до 90 °С с последующим охлаждением до 30 °С, смесь перемешивали и обрабатывали ультразвуком с частотой 22 кГц различной интенсивности при охлаждении. Далее фильтровали, сушили и у полученного осадка определяли гранулометрический состав. Во время кристаллизации при непрерывном режиме ультразвукового воздействия с увеличенной интенсивностью получаются частицы с размером от 0,071 до 0,14 мм, если осуществлять ультразвуковую обработку импульсами можно получить частицы размером от 0,14 до 0,35 мм. Уже сформировавшиеся крупные кристаллы можно измельчить. Для этого эффективнее снизить частоту ультразвуковых волн до 22 кГц, повысить длительность и интенсивность обработки. А в более плотной жидкой среде этот процесс происходит при меньших значениях мощности и с более высоким коэффициентом измельчения.

Термоэлектрический генератор для автономного энергоснабжения

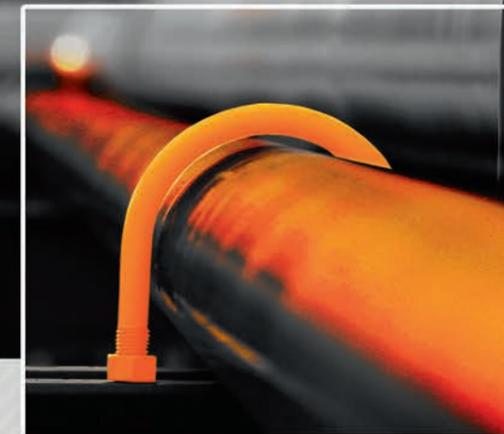
Ученые НИУ «МЭИ» разработали термоэлектрический импульсный генератор – автономную энергетическую установку, которая может производить электроэнергию, используя разницу температур в водоемах. Установка бестопливная, что является важным преимуществом, так как нет необходимости в сжигании органического топлива и строительства плотины для работы гидроэлектростанции или мачты для ВЭС. Принцип действия устройства основан на подъеме холодной воды и ее циркуляции вдоль холодной стороны термоэлектрического генератора. После термоэлектродгенератора вода направляется в канал, в котором создаются локальные гидроудары. Энергия гидроударов используется для пульсирующей перекачки теплой воды подобно диафрагменному насосу вдоль теплой стороны термоэлектрического генератора. После термоэлектродгенератора вода направляется в канал, в котором создаются локальные гидроудары. Энергия гидроударов используется для пульсирующей перекачки теплой воды подобно диафрагменному насосу вдоль теплой стороны термоэлектрического генератора. Устройство работает с использованием принципа самоподдерживающегося водоподъемного устройства на основе «гидравлического тарана». В условиях использования потенциала колеблющихся потоков это позволяет не только отказаться от использования электронасоса теплой воды для обеспечения ее циркуляции через устройство, но и интенсифицировать теплообменные процессы относительно горячей и холодной сторон термоэлектрического генератора.

Новый материал для хранения информации

Новый метод хранения информации с помощью наноструктур из никеля разработали ученые Дальневосточного федерального университета. Новые структуры из нанопроволок позволяют создавать компактные и энергоэффективные устройства хранения информации с высокой плотностью магнитной записи. Для создания наноструктур был выбран никель, благодаря своим магнитным свойствам, которые в большой степени зависят от формы нанобъекта. В созданных учеными структурах наблюдался ряд ранее неисследованных феноменов, например, несимметричное распределение полей рассеивания и образование магнитных штопоров. Исследователи предложили использовать никелевые наноструктуры в качестве носителей информации, в которых используется принцип записи магнитных дорожек, применявшийся ранее в аудио- и видеокассетах, где различные области магнитной ленты намагничивались в разные стороны. При механическом прокручивании считывалось направление намагниченности в доменах (области магнитного носителя, содержащие информацию), а также интерпретировалось аудио или видеопроигрывателем как ноль или единица, что позволяло аппаратуре расшифровывать магнитную запись обратно в аудио или видеосигнал.

Электронные компоненты для ядерной промышленности

В современной электронике используются полупроводниковые материалы. Несмотря на широкое применение, каждый из полупроводников имеет свои недостатки, ограничивающие его использование в определенных областях. Основным полупроводниковым материалом благодаря своей доступности, низкой стоимости и выдающимся характеристикам является кремний. Однако он имеет ограничения при работе в высокочастотной электронике и не подходит для оптоэлектронных устройств из-за низкой эффективности излучения света. Одним из перспективных материалов является химически чистый алмаз. Особый интерес вызывают алмазные кристаллы с примесью бора. Ученые СПбГЭТУ «ЛЭТИ» выращивают кристаллы методом HPHT (High Pressure High Temperature), имитирующим природные условия, при которых алмазы образуются в земной коре. Графит (углерод) помещают в камеру с давлением 5 – 6 ГПа и температурой 1300 – 1600 °С, под воздействием которых тот превращается в алмазный кристалл в течение 20 суток. Далее с помощью лазерной техники кристалл нарезается на пластины, которые служат основой для выращивания других полупроводниковых структур и размещения различных электронных компонентов.





Президиум конференции KICS 2024



Спикер конференции Нефтепереработка-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участники конференции Нефтепереработка-2024



Участники конференции Нефтепереработка-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участники конференции Нефтепереработка-2024



Спикеры конференции Нефтепереработка-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Беклес Зефанья Анасташа Мария



Участники выставки Нефтегаз-2024



Спикеры конференции Нефтепереработка-2024



Спикер конференции Нефтепереработка-2024



Участники конференции Нефтепереработка-2024



Участники конференции Нефтепереработка-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Члены президиума конференции Нефтепереработка-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участники конференции Нефтепереработка-2024



Президиум конференции Нефтепереработка-2024

МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА-2024
Новые встречи – новые возможности!



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024

ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1 Оборудование для нефтебаз и АЗС



Измерительные установки используют для учета нефтепродуктов и обеспечения единства измерений от НПЗ и нефтебазы до конечного потребителя на АЗС.

Основное назначение – автоматизированное измерение количества нефтепродуктов и других жидкостей в единицах массы и объема при осуществлении технологических операций по выдаче и приему в автомобильные или железнодорожные цистерны, трубопроводным транспортом, а также для управления процессом слива/налива при проведении учетно-расчетных операций, перекачки продуктов на АЗС, нефтебазах и нефтеперерабатывающих заводах.

Области применения:

- нефтебазы и топливные склады;
- нефтеперерабатывающие заводы;
- автозаправочные станции;
- нефтяные терминалы;
- трубопроводный транспорт;
- авиа- и морские терминалы. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Параметр	Значение
Диапазон расхода продукта, л/мин (кг/мин)	от 6 до 42500
Пределы допускаемой относительной погрешности, % при измерении массы и объема	0,15; 0,20; 0,25
Диапазон давлений измеряемой среды, МПа	от 0 до 10,0
Диапазон измерения плотности, кг/м ³	от 300 до 3000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения плотности, кг/м ³	±0,5, ±1
Диапазон измерения температуры, °С	от минус 50 до 100
Погрешность измерения температуры, °С	± 0,2 с датчиком температуры, ± (0,5 + 0,01t) при измерении расходомером
Рабочая температура окружающей среды, °С	от минус 40 до 50
Напряжение электрического питания, В	380 (+10/-15), 12-24 (±10%), 110 (±10%), 220 (+10/-15)
Потребляемая мощность, ВА, не более	35 000
Габаритные размеры, мм, не более	3000 x 2000 x 3000
Масса установки, кг, не более	2000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Межповерочный интервал, лет	2

СОСТАВ УСТАНОВКИ

Элемент	Функция
Массовый расходомер	Измерение массы и плотности продукта на потоке
Фильтр жидкости	Очистка нефти и нефтепродуктов от механических загрязнений неагрессивных жидкостей
Газоотделитель	Отделение воздуха и газов, скапливающихся в подающем трубопроводе измерителя
Дисковый поворотный затвор с электроприводом	Регулирование поток нефтепродуктов
Блок индикации и управления	Управление процессом налива, отображения и хранения информации о заданной дозе, количестве отпущенного продукта в единицах объема, массы и плотности
Кнопочный пост управления	Запуск установки
Устройство контроля заземления	Отвод статического электричества в процессе налива цистерн и контроля цепи заземления, автоматически блокирует работу ИУ при отсутствии или отключении цепи заземления

УСТАНОВКА РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТИ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Оборудование для переработки нефти и газа

1.3.1 Технологическое оборудование



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наименование	Значение
Средняя производительность по сырью	2,2–3 м ³ /час
Потребление пара всего НПЗ на базе БДУ-2ЕД	400–700 кг/час
Общая установленная мощность эл./дв.	60–70 кВт
Расход мазута на огневой нагрев	40–70 кг/час
Количество оборотной охлаждающей воды	20–30 м ³ /час
Расход на переработку 1 т сырья	
• электроэнергия	7,8 кВт/ч
• насыщенный пар	50–60 кг
• мазут	10–20 кг
давление в аппаратах	не более 0,07 мПа
время выхода установки на режим	4–12 часов

МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС УСТАНОВКИ ДЛЯ НЕФТИ

Взято	%	м ³ /ч	м ³ /сутки	м ³ /год
Сырье (нефть)	100	3	72	23 000
Получено				
Бензин	20	0,6	14,4	4600
Технический керосин	10	0,3	7,2	2300
Дизельное топливо	20	0,6	14,4	4600
Мазут	49	1,5	36	11 300
Потери	1	0,03	0,72	200

МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС УСТАНОВКИ ДЛЯ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Взято	%	м ³ /ч	м ³ /сутки	м ³ /год
Сырье (газовый конденсат)	100	2,2	53	18 000
Получено				
Бензин	35	0,77	18,5	6300
Технический керосин	15	0,33	7,9	2700
Дизельное топливо	40	0,88	21,1	7100
Мазут	9	0,2	4,8	1500
Потери	1	0,022	0,5	180

Установка предназначена для разделения нефти или газового конденсата на ректификационных колоннах насадочного типа с предварительным нагревом в трубчатой печи с целью получения бензиновой фракции, керосиновой фракции, дизельной фракции и мазута. Дальнейшее доведение получаемых продуктов до установленных ГОСТом параметров осуществляется на блоке компаундирования.

Нагрев сырья осуществляется рекуперативным теплообменом в теплообменниках и автоматизированным нагревателем углеводородов. Нагреватель представляет собой горизонтальную трубчатую печь, работающую на жидком или газообразном топливе.

Установка состоит из двух основных блоков: блок рекуперации-ректификации и блок нагрева сырья и промежуточных фракций. Согласно требованиям пожарной безопасности расстояние между блоками должно быть не менее 10 м.

Блок рекуперации и ректификации представляет собой технологическую этажерку, ректификационные колонны и технологическую насосную. ●

ОСУШИТЕЛЬ ГАЗА. БЛОК ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



Блоки осушки для очистки и осушки природного газа

Блоки осушки природного газа (БОПГ) предназначены для очистки и осушки природного газа, подаваемого в газоиспользующее оборудование, в том числе и в компрессорные установки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

БОПГ (блок осушки природного газа) предварительно очищает газ от механических примесей и капельной влаги, затем осушает его с помощью адсорбента, находящегося в адсорберах.

Конструкция

Схема блока осушки состоит из двух адсорберов. Первый адсорбер поглощает влагу из природного

газа в поверхность адсорбента, в то время как другой находится в процессе регенерации (десорбции), адсорбция и десорбция проходят поочередно. В результате, данное оборудование может непрерывно выпускать чистый и сухой природный газ.

Регенерация адсорбента осуществляется в закрытом контуре, тем самым снижается потребление газа на регенерацию до минимального уровня. Переключение режима осуществляется системой автоматического управления (CAV) по мере насыщения адсорбента влагой.

Эта система обеспечивает работу блока в автоматическом либо в полуавтоматическом режиме, предусмотрена возможность ее

подключения к CAV АГНКС или к CAV высшего уровня.

Блоки осушки природного газа рассчитаны на работу с газом, имеющим 100% влажность при температуре газа +10°C.

Параметры товарного газа после блока в соответствии с ГОСТ27577-2000.

БОПГ рассчитаны на пропускную способность до 2300 $\text{nm}^3/\text{ч}$ при рабочем давлении до 1,2 МПа (12 kg/cm^2), выполнены в блочном исполнении, что позволяет осуществить их быстрый монтаж на месте.

По требованию заказчика может быть поставлено оборудование, рассчитанное на другую производительность. ●

УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3.10. Комплексы и установки для подготовки нефти и газа



Установка комплексной подготовки попутного нефтяного газа производительностью по входящему газу 150 млн $\text{nm}^3/\text{год}$.

Вырабатываемая продукция – СОГ (сухой отбензиненный газ) по СТ РК 1666-2007, полностью соответствующий СТО Газпром 089-2010 и ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов).

Состав оборудования

1. Компрессорная станция

Компрессорная станция, состоящая из 3-х современных поршневых компрессоров, предназначена для компримирования попутного нефтяного газа до давления 60 бар изб. Компрессоры установлены в просторном здании из сэндвич-панелей, что делает процесс эксплуатации, очередного сервисного обслуживания и ремонта легким и доступным.

2. Блок низкотемпературной сепарации

Для осуществления процесса отбензинивания попутного нефтяного газа применена технологическая схема низкотемпературной сепарации с внутренним холодильным циклом на основе хладагента фреон 134А. Холодильный цикл основан на базе 2-х фреоновых компрессоров. Компрессоры установлены в отдельном домике, что делает

процесс эксплуатации, очередного сервисного обслуживания и ремонта легким и доступным.

3. Блок осушки газа и регенерации гликоля с циркуляцией 0,9 $\text{m}^3/\text{час}$

Предотвращение гидратообразования при охлаждении газа обеспечивается впрыском раствора диэтиленгликоля на трубные решетки теплообменников установок НТС. В дальнейшем насыщенный гликоль отправляется в отпарную печь, откуда опять поступает в основную технологию. Такое техническое решение позволяет дешево и эффективно убирать влагу из потока газа и предотвращать гидратообразование. Потери гликоля при таком методе минимальны.

4. Блок фракционирования с получением ШФЛУ до 50 000 тонн/год и СОГ до 120 млн $\text{nm}^3/\text{год}$.

5. Блок производства воздуха КИПиА и азота с производительностью по азоту 30 $\text{m}^3/\text{час}$, по воздуху – 200 $\text{m}^3/\text{час}$.

6. Блок низкотемпературной сепарации мощностью 1200 кВт. на базе 2 компрессоров GEA 400GLE мощностью 261 кВт.

7. Блок хранения и отгрузки ШФЛУ объемом 1600 m^3

Блок хранения и отгрузки ШФЛУ предназначен для хранения ШФЛУ, поступающей из колонны-стабилизатора, с дальнейшей ее отгрузкой в АЦН. Резервуарный парк, состоящий из семи рабочих и одного резервного резервуара по 200 m^3 каждый. Отгрузка ШФЛУ в автоцистерны осуществляется насосами через стояки налива.

8. Блок факельной системы с пропускной способностью 21000 $\text{nm}^3/\text{час}$

Блок факельной системы предназначен для аварийного сжигания попутного нефтяного газа. Факел высокого давления оснащен двумя дежурными горелками, работающими на топливном газе НД. Конструкция факелов обеспечивает дистанционный розжиг и контроль пламени. В качестве резервного топлива для дежурных горелок предусмотрены баллоны с пропаном. Контроль процесса горения каждой горелки осуществляется датчиком температуры. Для розжига каждой горелки установлен электронный блок.

9. Комплектная система управления PCU и ПА3. ●

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*



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

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП INF-1100 / INF-1500

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



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. ●



Д. Трамп

Я попрошу Саудовскую Аравию и ОПЕК опустить цены на нефть



Н. Шульгинов

В текущем виде закон о запрете майнинга может не сработать



М. Санду

Стратегия поставок газа через посредников незаконна с точки зрения молдавского законодательства



Д. Йоргенсен

Новый пакет мер чрезвычайной помощи поможет Европе как можно скорее избавиться от зависимости от российских энергоресурсов



Си Цзиньпин

Стержнем китайско-российских отношений являются добрососедство, всеобъемлющее стратегическое взаимодействие и обоюдный выигрыш



Д. Речан

Газпром будет поставлять газ в меньших объемах, достаточных для левого берега, но недостаточных для того, чтобы правый берег имел доступ к более дешевой электроэнергии



П. Сийярто

Венгрия не намерена отказываться от своего суверенного права определять, где и как она получает энергию



В. Красносельский

Российская сторона готова работать со всеми, лишь бы был поставлен в Приднестровье природный газ



К. Каллас

Кремль использует энергетику для шантажа народа Молдовы, что возмутительно, хотя и неудивительно



Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



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



Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии НТО/В НТДО/В
 Размеры: 1" D2"-20" BB24"
 Диапазон давления: 150-2500 фунтов
 Диапазон температур: -196° C-+816° C



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



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



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХD
 Размеры: 1" x2"-10" x14"
 Диапазон давления: 150-2500 фунтов
 Диапазон температур: -196° C-+538° C



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



BARTEEC LTD
 Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
 Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

e-mail: chenxy3@calt11.cn
 Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
 Факс: +86-10 87094561
 Почтовый индекс: 100176

VITZRO CELL

с 1987 года

Скважинные телеметрические системы (MWD/LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий



БЕЗОПАСНОСТЬ:

- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей



ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:

- проведение испытаний
- проведение полевых работ и подготовка отчетов
- инженерная поддержка



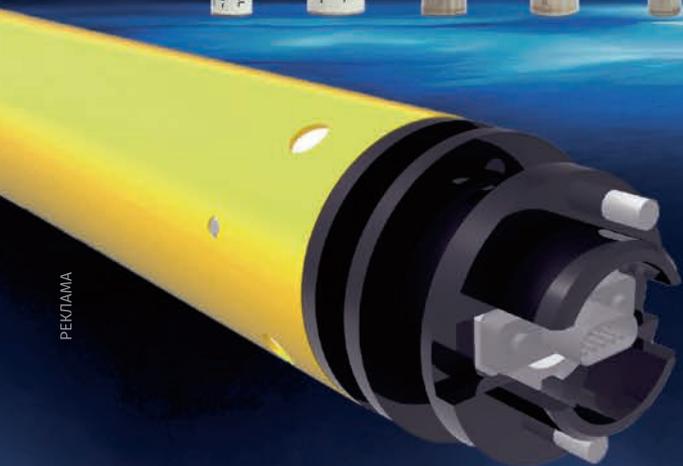
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX/ISO9001/14001/RoHS/UL/Trans. Certi



МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:

- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD/LWD/PIG



VITZROCELL

230
КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известна в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

3
МИЛЛИАРДА

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

с 1987
ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей с 1987 года

15
МИЛЛИОНОВ

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

ООО «АК Бустер»
г. Санкт-Петербург
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы
Tel: +7 812 380-74-38
E-mail: ak@buster-spb.ru

Антарес
Санкт-Петербург
Источники тока высокой температуры, источники тока низкой температуры
Tel: +7 921 956 3725
E-mail: i_han@mail.ru

НПО Свободная Энергия
г. Томск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: +7 3822 555-777
E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

ООО «Геолит»
Нижевартовск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: 8(3466)313133
E-mail: mwd_batt@mail.ru



www.youtube.com/vitzrocell

www.vitzrocell.com

VITZRO
CELL