



ГЛУБИНА
ПЕРЕРАБОТКИ
НЕФТИ В РОССИИ

ПОВЫШЕНИЕ
НЕФТЕОТДАЧИ

ОПТИМИЗАЦИЯ
ПЕРЕРАБОТКИ
ТАЖЕЛОЙ НЕФТИ

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

1 [109] 2021

ISSN 2410-3837

ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ



НОВЫЙ
СПЕЦПРОЕКТ!

НЕФТЬ НА ШЕЛЬФЕ

трансформация
добычи

Проект представлен в формате
интерактивного гида по теме цифрового
будущего российского шельфа, а это
значит, что мы подготовили для вас
тематические подборки статей,
интервью, тестов, видео и даже игру!

SHELF.NEFTEGAZ.RU



Neftegaz.RU



Глубина переработки нефти в России

14

Перспективы российских полимеров

20

СОДЕРЖАНИЕ

Оптимизация переработки тяжелой нефти

28

Переработка дымовых газов как способ выполнения Париjsкого соглашения

52

Эпохи НГК	4
РОССИЯ Главное	
С новым газом!	6
Удачное совпадение	8
События	10
Первой строкой	12
ПЕРЕРАБОТКА	
Глубина переработки нефти в России	14
Российская нефтепереработка в цифрах	18

ПЕРЕРАБОТКА	
Перспективы российских полимеров	20
Оптимизация переработки тяжелой нефти	28
Энергосбережение – приоритетная задача современной нефтегазопереработки	32
Оптимизация получения дизельных фракций	36
Компьютерная модель раздельной гидроочистки прямогонного дизельного топлива	40
Гаприн – причина взаимодействия Ирана и РФ	46
Переработка дымовых газов как способ выполнения Париjsкого соглашения	52

О перспективах применения химических методов нефтеотдачи

58

«Зеленая» модернизация и перспективы нефтегазохимии

64

Обзор нефтегазохимических проектов в России

70

Полимерные суспензии для эффективного бурения

84

НЕФТЕСЕРВИС

Повышение нефтеотдачи 56

О перспективах применения химических методов нефтеотдачи 58

РЫНОК

«Зеленая» модернизация и перспективы нефтегазохимии 64

Обзор нефтегазохимических проектов в России 70

Календарь событий

79

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Тампонажные составы для РИР 80

Полимерные суспензии для эффективного бурения 84

МАКРОЭКОНОМИКА

Глобальное энергетическое управление и топливно-энергетический комплекс КНР 90

КАДРЫ

Технологии иммерсивного погружения как фактор снижения риска при подготовке кадров в нефтегазовой промышленности 96

УПРАВЛЕНИЕ

Управление рисками при внедрении бесщелочного производства 100

Россия в заголовках 106

Хронограф 107

Нефтегаз Life 108

Классификатор 110

Цитаты 112

276 лет назад

В 1745 году началась промышленная добыча нефти со дна Ухты, которой руководил Федор Прядунов. Он же создал рядом с промыслом первое в истории предприятие по переработке нефти.

175 лет назад

В 1846 году на Апшеронском полуострове была пробурена первая в мире нефтяная разведывательная скважина. Первую в России эксплуатационную скважину пробурили на Кубани, в селе Киевском, в долине реки Кудако в 1865 году.

168 лет назад

В 1853 году изобретена керосиновая лампа, в связи с чем спрос на нефть и нефтепродукты многократно возрос.

156 лет назад

В 1865 году Джон Д. Рокфеллер основал Standard Oil Company.

142 года назад

К 1879 году Standard Oil контролировала не только 90% перерабатывающих мощностей Америки, но и ее трубопроводы и системы сбора. Сегодня преемником компании является ExxonMobil.

129 лет назад

В 1892 году Эдвард Л. Доэни обнаружил первую скважину в Лос-Анджелесе, а пять лет спустя в этом районе было пятьсот двадцать скважин и работали две hundred нефтяных компаний.

120 лет назад

В 1901 году в США открыт гейзер Спинделтоп (Техас), что привело к росту нефтяной промышленности. В течение года было зарегистрировано более 1500 нефтяных компаний.

114 лет назад

В 1907 году британский золотодобытчик обнаружил в Иране нефть, результатом чего стало создание англо-персидской нефтяной компании. Перед Первой мировой войной британское правительство приобрело 51% компании, чтобы обеспечить нефтью Королевский флот. Компания стала называться British Petroleum.

91 год назад

В 1930-х годах Gulf Oil, BP, Texaco и Chevron сделали крупные открытия в Кувейте, Саудовской Аравии и Ливии. На основе этих открытий был сформирован картель из семи компаний: Exxon, Royal Dutch Shell, BP, Mobil, Texaco, Gulf и Chevron, которые контролировали мировой нефтегазовый бизнес на протяжении большей части XX века.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯГлавный редактор
Ольга БахтинаШеф-редактор
Анна ПавликоваРедактор
Анастасия НикитинаАналитики
Артур Гайгер
Дарья БеляеваЖурналисты
Анна Игнатьевна
Елена Алифирова
Денис Савосин
Сабина БабаеваДизайн и верстка
Елена ВалетоваКорректор
Виктор Блохин**РЕДКОЛЛЕГИЯ**Ампилов
Юрий Петрович
д.т.н.,
профессор, МГУ
им. М.В. ЛомоносоваАлюнов
Александр Николаевич
Вологодский
государственный
университетБажин
Владимир Юрьевич
д.т.н., эксперт РАН,
Санкт-Петербургский
горный университетГриценко
Александр Иванович
д.т.н., профессор,
академик РАНГусев
Юрий Павлович
к.т.н., профессор,
ФГБОУ ВПО НИУ МЭИДанилов-Данильян
Виктор Иванович
д.з.н., профессор,
член-корреспондент
РАН,
Институт водных
проблем РАНДвойников
Михаил Владимирович
д.т.н., профессор,
Санкт-Петербургский
горный университетЕремин
Алексей Михайлович
д.т.н., профессор,
РГУ нефти и газа (НИУ)
им. И.М. ГубкинаИлюхин
Андрей Владимирович
д.т.н., профессор,
Советник РААСН,
Московский
автомобильно-дорожный
государственный
технический университетКаневская
Регина Дмитриевна
действительный
член РАН, д.т.н.,
профессор,
РГУ нефти и газа (НИУ)
им. И.М. ГубкинаМакаров
Алексей Александрович
д.з.н., профессор,
академик РАН, Институт
энергетических
исследований РАНПоловинкин
Валерий Николаевич
д.т.н., профессор,
действительный член
РАИН,
Военно-морская
академияСалыгин
Валерий Иванович
д.т.н., член-
корреспондент РАН,
профессор
МИЭП МГИМО МИД РФИздательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RUДиректор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы

Дмитрий Аврельянов

Денис Давыдов

Ольга Щербакова

Валентина Горбунова

Олег Китаев

Екатерина Мардасова

Артур Ганесян

pr@neftegaz.ru

Тел.: +7 (495) 650-14-82

Представитель в Евросоюзе
Виктория ГайгерСлужба технической
поддержки

Андрей Верейкин

Сергей Прибыткин

Евгений Сукалов

Выставки,
конференции,
распространение

Мария Короткова

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 №ФС77-46285Адрес редакции:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 810
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru
Подписной индекс МАП11407

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»Заявленный тираж
8000 экземпляров

9 772410 383004

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы



Реклама

МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

РСПП

Российское
Газовое
ОбществоООО
нефтегазопромшлеников
РоссииЭКСПОЦЕНТР
Международные выставки и конгрессы
МОСКВАMesse
Düsseldorf

12+



1 января 2021 г. дан старт болгарскому участку МГП Турецкий поток



С НОВЫМ ГАЗОМ!

1 ЯНВАРЯ 2021 ГОДА БЫЛ ДАН СТАРТ ТРЕМ НОВЫМ МАРШРУТАМ ПОСТАВОК ГАЗА ДЛЯ ЕВРОПЕЙСКИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Анна Павлихина

Чтобы застолбить за собой лидерство на европейском газовом рынке России необходимо успешно реализовать два проекта – Северный поток-2 и Турецкий поток, которые заключат Европу в газовое кольцо.

В первый день нового года президент Сербии А. Вучич официально дал старт болгарскому участку МГП Турецкий поток, газ по которому, помимо Сербии, будут получать еще пять европейских стран: Болгария, Греция, Северная Македония, Румыния, Босния и Герцеговина.

Газопровод заработал в очень удачное время. В этом году прокачка газа через украинскую ГТС сокращается на 25 млрд м³, которые нужно будет как-то компенсировать. Балканский поток обеспечит подачу газа в объеме 4 млрд м³ в год, а после ввода в эксплуатацию двух компрессорных станций сможет прокачивать 12 млрд м³.

Поступающий по договору газ не остается в стране в полном объеме, а идет дальше по цепочке: из своих 12 млрд м³ Сербия отправляет 9 млрд м³ в Венгрию, а та из своего объема – 4,3 млрд м³ в Словакию.

В тот же день, 1 января, в Хорватии на о. Крк заработал переделанный из газовоза терминал по приему СПГ, приняв партию сжиженного газа из США.

Одновременно с Балканским потоком начались поставки по Трансадриатическому трубопроводу. Согласно контракту, Баку на протяжении четверти века ежегодно будет поставлять 10 млрд м³ газа на рынки Италии, Греции, Болгарии и соседних стран.

Эта небольшая диверсификация поставок позволила ряду европейских стран увидеть себя газовым хабом. На деле это, конечно, не так. Та же Болгария оказывается практически закрыта для других поставщиком газа, закрепленным в договорах поставок принципом «take or pay», согласно которому она обязуется ежегодно



В Хорватии заработал терминал по приему СПГ



Завершение проекта Северный поток-2 под вопросом

покупать 80% законтрактованного у России и Азербайджана газа или выплачивать компенсацию в размере 108 млн долл. США.

Южный газовый коридор считается основным элементом в системе диверсификации. Но, каким бы важным ни был этот проект для стран Южной Европы, он не решает газовый вопрос для ключевых рынков, в частности – Германии, которая очень рассчитывает на завершение строительства Северного потока-2 и в попытке противостоять санкциям даже организовала фонд, призванный помочь компаниям, задействованным в строительстве МГП, обойти санкционные запреты.

Цены на газ восстанавливаются, спрос в Европе растет. А достройка Северного потока-2 под серьезным вопросом. Сроки проекта уже затянулись более чем на год, а стоимость выросла более чем на миллиард долларов.

Газопровод готов на 94 % и преодолел уже немало возражений со стороны США. В январе

кандидат в госсекретари США Э. Блинкен заявил, что власти США будут стараться убедить иностранных партнеров прекратить поддерживать строительство газопровода, в противном случае США могут задействовать инструменты, которые не использовались ранее. В простонародье это называется грубым словом «шантаж» и, как правило, имеет неприятные последствия. 19 января «Газпром» сообщил инвесторам о риске полной остановки строительства газопровода. Это заявление выглядит логичным призывом о помощи. Устав противостоять политическому давлению, компания призвала на помощь все заинтересованные стороны. Заинтересованность сторон – инвесторов – измеряется круглой суммой в 12 миллиардов евро (вряд ли такие вложения в энергетическую инфраструктуру можно поставить под удар), что дает основания ожидать в скором времени ответной реакции.

В том, что от проекта откажутся, есть серьезные сомнения, а вот в том, что он столкнется с немалыми трудностями после запуска в эксплуатацию (когда бы это не случилось) сомнений нет. Согласно поправкам к Газовой директиве, принятым ЕС в 2019 г., оператором Северного потока-2 должна выступать независимая от Газпрома компания, а 50 % мощности – заполнены газом других поставщиков. Поэтому наивно полагать, что оставшиеся полторы сотни километров газопровода, за строительство которых развернулась нешуточная борьба, станут последним камнем преткновения на пути к безоблачному экспорту российского газа. ●

УДАЧНОЕ СОВПАДЕНИЕ

Елена Алифирова

Совет Федерации одобрил закон, согласно которому с 2021 г. добывая на новых месторождениях полуострова Таймыр нефть не будет облагаться экспортным налогом.

Норма, предусматривающая освобождение от пошлины, была оформлена как поправка к закону об отсрочке таможенных платежей и внесена правительством ко второму чтению законопроекта 8 декабря 2020 г. На следующий день закон был принят Госдумой.

Для нефти, добытой в нефтегазовой провинции на п-ве Таймыр, поправка предусматривает освобождение от вывозных таможенных пошлин по аналогии с иными новыми регионами нефтедобычи – Восточной Сибирию, Красноярским краем.

Подтвержденная ресурсная база п-ва Таймыр по жидким углеводородам составляет 6 млрд т.

По счастливой случайности Восток Ойл, дочка Роснефти, реализующая новый арктический проект компании на севере Красноярского края, открыла на Западно-Иркинском участке недр на п-ве Таймыр новое уникальное месторождение с запасами нефти более 500 млн т.

По результатам выполненных в пределах участка недр ГРР выявлены залежи нефти в нижнемеловых отложениях: в пластах Сd10 (суходудинская свита), Нх4-3 (нижнекетская свита). Это позволило открыть новое Западно-Иркинское месторождение.

Запасы нефти поставлены на госбаланс запасов полезных ископаемых в объеме 511 млн т нефти и 138 млрд м³ растворенного газа по сумме категорий С1+С2.

Роснефть подала заявку на участие в конкурсе по Западно-Иркинскому участку недр на Таймыре в 2019 г. Не победить компания не могла, поскольку только Роснефть соответствовала условиям конкурса.

В Восток Ойл войдут активы Роснефти на севере Красноярского края: Западно-Иркинский участок недр и месторождения Банкорского кластера (Банкорское, Сузунское, Тагульское и Лодочное).

Несмотря на уже имеющиеся гигантские запасы, Роснефть продолжает формировать ресурсную базу Восток Ойла и для этих целей намерена выкупить у Э. Худайнатова гигантское по запасам Пайяхское месторождение. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В декабре Госдума одобрила в третьем чтении закон, освобождающий нефтяные компании от экспортной пошлины на нефть, добытую на новых месторождениях на полуострове Таймыр. Будет ли эффективна такая норма?

Надо ли вводить льготы для нефтяных компаний, работающих в Арктике?

- 8% Да, бурить и добывать в вечной мерзлоте при отсутствии инфраструктуры дорого
- 29% Нет, нефтяные компании получают сверхприбыли и должны платить налоги
- 14% Да, льготы помогут добывать больше УВ, а значит, платить больше налогов
- 34% Нет, компании должны вкладываться в разработку эффективных технологий, которые позволят сократить затраты на добычу
- 15% Государство должно помогать строить инфраструктуру, а компании должны платить все необходимые налоги

Четверть всех сделок между Россией и Китаем в прошлом году была заключена в национальных валютах – рублях и юанях. На международном рынке – это не единственный пример торговых отношений, когда страны отказываются от расчетов в долларах. Стоит ли ломать ямайскую систему?

Надо ли переходить на расчеты в национальной валюте?

- 31% Да, это ослабляет позиции доллара и способность США использовать его в качестве рычага политического влияния
- 10% Нет, участникам торговых отношений будет отказано в выборе торговых партнеров, а значит, и в выборе условий сделки
- 12% Да, это будет способствовать увеличению товарооборота
- 9% Нет, национальные валюты развивающихся стран подвержены рискам и могут в одночасье обесцениться
- 38% Страна может переходить на национальную валюту, но при этом ее торговый баланс должен быть преимущественно экспортным

5-8 ОКТЯБРЯ 2021



Х ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

РЕКЛАМА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



ОБЪЕДИНЕННЫЙ
ПРОМЫШЛЕННЫЙ
КОМПЛЕКС

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (доб. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+



*Выборы президента
Запуск нового производства
Северный поток*

*Обвал рынка акций
Газовые войны
Снижение капиталов*

*Новый глава Rosnefti
Цены на нефть*

Взялись за нефтехимию

В. Путин дал ряд поручений по развитию нефтегазохимической отрасли. В т.ч. разработать демпфер для синтетического каучука, предусматривающий налогообложение в зависимости от биржевой цены на натуральный каучук.

В целях стимулирования внутреннего спроса на нефтегазохимическую продукцию поручено разработать дорожную



карту по ускоренной реализации проектов модернизации объектов коммунальной инфраструктуры.

Для повышения конкурентоспособности отечественной нефтегазохимической продукции разработан комплекс мер направленных на обеспечение к 2030 г. производства 25% готовых изделий из ПЭТФ и 10% готовых изделий из полиолефинов с обязательным использованием вторичного сырья из полимерных отходов.

Также предписано обеспечить разработку национальных стандартов РФ для продукции с содержанием вторичного сырья из полимерных отходов.

Правительству РФ совместно с Роснефтью и Газпромом рассмотреть вопрос о возможных мерах господдержки ВНХК и разработать дорожную карту по строительству объектов внешней инфраструктуры.

Ученые оценили запасы с помощью 3D-модели

Специалисты ИНГГ СО РАН оценили залежи в Гыданском очаге нефтегазообразования, который расположен на севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, включает часть Ямальского и Гыданского полуостровов и частично акваторию Карского моря.

Для оценки запасов ученые создали 3D-модель этой территории, включающую геофизические, геохимические, петрофизические и геологические данные.



Площадь модельного блока составила 350 тыс. км². В модели учитывались в т.ч. масштабы размывов и оледенений, а также палеоглубины моря в периоды накопления отложений горизонтов.

По результатам исследований ученые провели оценку начальных суммарных ресурсов меловых нефтегазоносных комплексов (возраст отложений – от 145 млн лет до 93,9 млн лет): нижнемеловые резервуары содержат 5,3 млрд т жидких и 11,9 трлн м³ газообразных УВ. Верхнемеловые – около 2,8 млрд т жидких и 15,1 трлн м³ и газообразных УВ. Суммарно в залежах находится 27,1 трлн м³ газообразных УВ и 8,3 млрд т жидких. Наиболее перспективные, но пока еще не разбуренные ловушки углеводородов находятся

в центральной, северной и северо-восточной частях Гыданского очага нефтегазообразования.

65 млрд рублей на ядерную установку

В рамках госпрограммы «Развитие атомного энергопромышленного комплекса»

премьер-министр РФ М. Мишустин подписал постановление о выделении 64,9 млрд руб. на строительство исследовательской ядерной установки на базе многоцелевого реактора в Димитровграде в Ульяновской области. Ожидается, что установка на 150 МВт станет самым мощным в мире научным ядерным комплексом. Ввод в эксплуатацию запланирован на 2028 г. Застройщиком выступит НИИ атомных реакторов, входящий в состав Росатома.



Комплекс поможет отработать новые технологии производства тепла и электроэнергии, радиоизотопов и модифицированных материалов; подробнее изучить проблемы переработки ядерных отходов и замкнутого топливного цикла. На его базе также планируется создать международный центр исследований, который позволит объединить усилия ученых из разных стран для проведения научных изысканий в сфере мирного атома.

Второй поток ВСТО

бухтанской ТБС запущена

Югорский поток

Снижение капиталов
Северный поток достроили

Продажа холм

Дошли руки до Арктики

Цены на газ

Снижение капиталов



Новая присадка для дизеля

Саратовский НПЗ начал выпуск дизельного топлива Евро-5 с новой присадкой российского производства. Присадка разработана специалистами Роснефти. Ее особенность состоит в бифункциональности – сочетании депрессорно-диспергирующих и противоизносных свойств, что позволяет улучшить прокачиваемость топлива при пониженных температурах, предотвратить расслоение топлива в процессе хранения при низкой температуре, а также повышает эффективность производства дизтоплива.



Новая присадка имеет высокие потребительские характеристики, которые по ряду показателей превосходят импортные аналоги

На арктическом шельфе РФ могут создать льготный режим

В правительство РФ внесен законопроект о создании льготного режима по освоению арктического шельфа. Год назад в правительстве уже шли разговоры о необходимости интенсифицировать изучение шельфа, стимулировать конкуренцию, расширить доступ

к нему частных инвесторов и сегодня уже установлен 15-летний льготный налоговый режим.

Ранее Минвостокразвития предложило либерализовать доступ к шельфу Арктики и Тихого океана с 2021 г. Ведомство предлагает допустить к работам на шельфе российские частные и иностранные компании. Однако компании могут быть допущены только если «государственная регистрация юридического лица или дочерней компании иностранного юридического лица осуществлена на территории субъектов России, входящих в состав суходутных территорий Арктической зоны РФ или в ДВФО». Минвостокразвития также разрабатывает механизм поддержки лизинга для предпринимателей в Арктической зоне России.

Российские ученые оптимизировали процесс синтеза аммиака

В ходе процесса синтеза аммиака расходуется много электроэнергии, а один из самых энергозатратных предложили гибридную технологию очистки газов, протекающую в аппарате их собственной конструкции.

и ННГУ предложили проводить реакцию с помощью гибридной технологии, сочетающей возможности мембранный очистки и современных абсорбентов.

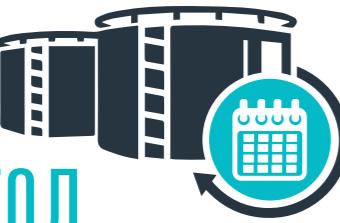
Выяснилось, что таким образом можно получать аммиак чистотой до 99 %, затрачивая гораздо меньше энергии. В ходе процесса водород и азот пропускают при высоком давлении через катализатор и на выходе получается газообразная смесь, из которой нужно выделить чистый NH₃. Сейчас для этого смесь охлаждают с помощью большого



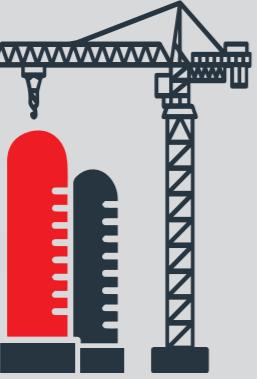
количества хладагентов, из-за чего процесс очистки потребляет очень много энергии. Российские ученые предложили гибридную технологию очистки газов, протекающую в аппарате их собственной конструкции.



На **0,5 %** 
снизилась выработка электроэнергии в России в 2020 г.,
составив **1,075 трлн кВт·ч**. По этому показателю
Россия занимает **4-е место** в мире

Россия может производить
120-140
млн т 
СПГ в год

На **76 %** 
вырос ущерб от аварий на нефтегазовых объектах в 2020 г.
Экономический ущерб составил **5,356 млрд руб.**

На **70,5 %** 
реализован проект строительства Амурского ГПЗ

На **3,7 %** 
больше СПГ
Всего с января по ноябрь было произведено **27,6 млн т**

Почти на **2 %** 
снизится сланцевая нефтедобыча в США в январе 2021 г.,
добыча сланцевого газа – **на 1 %**

На **9,6 %** 
(до 296 млн т) снизилась добыча каменного угля в России в январе–ноябре 2020 г.,
добыча бурого угля – **на 11,2 %**,
до **65,3 млн т**

700 
млрд руб./год
может составить суммарный эффект от внедрения искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли

На **44 %** 
упали доходы Газпрома от экспорта газа за 10 месяцев 2020 г.

Физический экспорт газа за январь–октябрь 2020 г. упал **на 11,4 % – до 159 млрд м³**

До **55 %** 
снижение выбросов в атмосферу согласовала Еврокомиссия к 2030 г.

30 
млрд фунтов стерлингов
получат британские компании на модернизацию энергетической инфраструктуры в 2021–2026 гг.

Выделяемая сумма **на 20 %** превышает изначально планировавшийся максимальный объем инвестиций

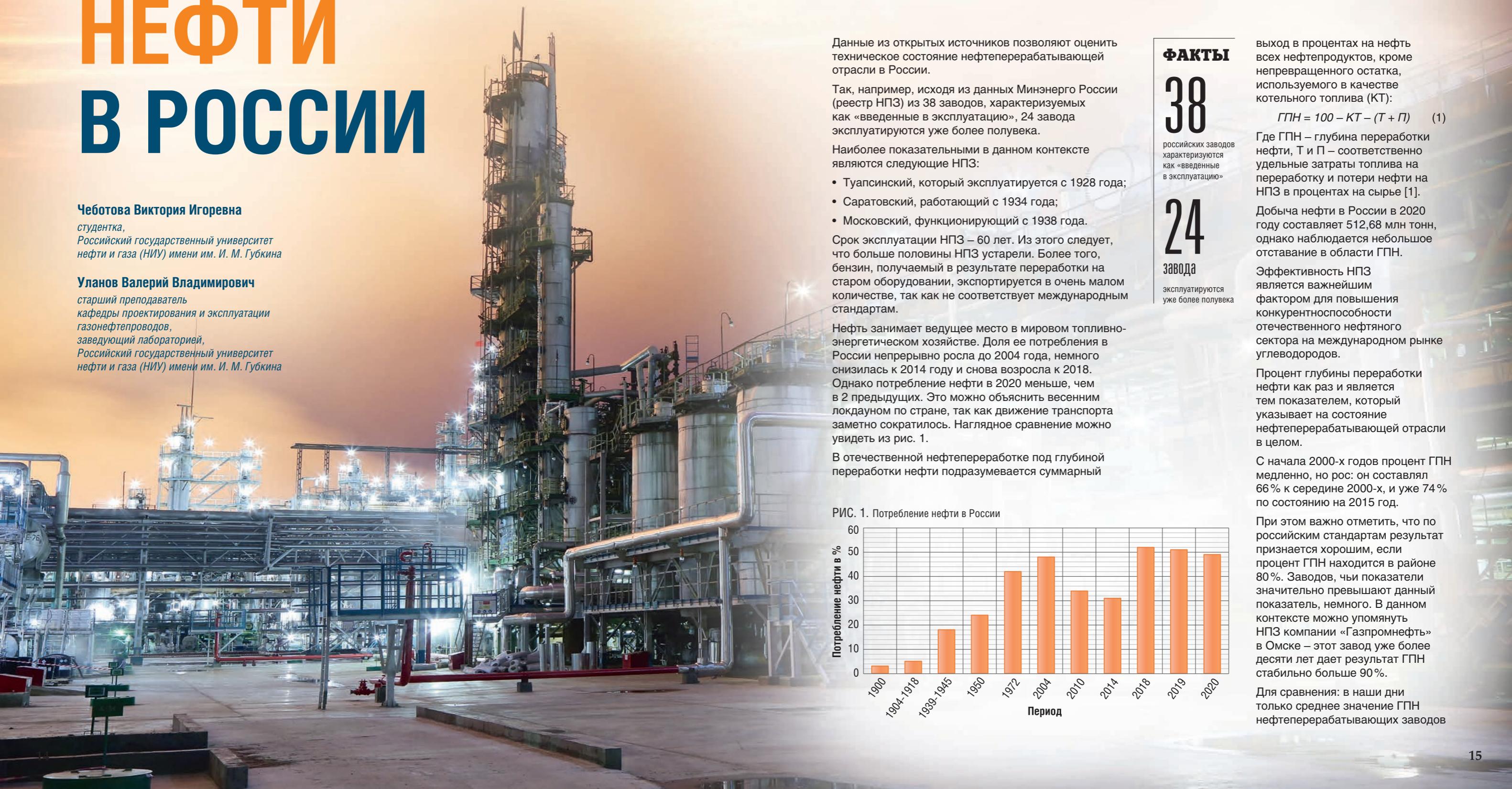
ГЛУБИНА ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ В РОССИИ

Чеботова Виктория Игоревна

студентка,
Российский государственный университет
нефти и газа (НИУ) имени им. И. М. Губкина

Уланов Валерий Владимирович

старший преподаватель
кафедры проектирования и эксплуатации
газонефтепроводов,
заведующий лабораторией,
Российский государственный университет
нефти и газа (НИУ) имени им. И. М. Губкина



В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ТЕМА ГЛУБИНЫ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ (ГПН) В РОССИИ. ДЕМОНСТРИРУЕТСЯ СРАВНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГПН ЗА 20 ЛЕТ (2000–2020 гг.). ОТМЕЧАЕТСЯ ВАЖНОСТЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ НА МЕЖДУНАРОДНОМ РЫНКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ЭКОНОМИКУ СТРАНЫ. ПРИВЕДЕНЫ ВОЗМОЖНЫЕ ВАРИАНТЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ В РОССИИ

THIS ARTICLE DISCUSSES THE TOPIC OF THE DEPTH OF OIL REFINING IN RUSSIA. THE COMPARISON OF OIL REFINING DEPTH INDICATORS FOR 20 YEARS (2000–2020) IS DEMONSTRATED. THE IMPORTANCE OF DOMESTIC OIL REFINING IN THE INTERNATIONAL HYDROCARBON MARKET AND ITS IMPACT ON THE COUNTRY'S ECONOMY IS NOTED. POSSIBLE OPTIONS FOR IMPROVING OIL REFINING IN RUSSIA ARE ALSO PRESENTED

Ключевые слова: глубина переработки нефти, нефтепереработка, нефтеперерабатывающие заводы, потребление нефти.

Данные из открытых источников позволяют оценить техническое состояние нефтеперерабатывающей отрасли в России.

Так, например, исходя из данных Минэнерго России (реестр НПЗ) из 38 заводов, характеризуемых как «введенные в эксплуатацию», 24 завода эксплуатируются уже более полувека.

Наиболее показательными в данном контексте являются следующие НПЗ:

- Туапсинский, который эксплуатируется с 1928 года;
- Саратовский, работающий с 1934 года;
- Московский, функционирующий с 1938 года.

Срок эксплуатации НПЗ – 60 лет. Из этого следует, что больше половины НПЗ устарели. Более того, бензин, получаемый в результате переработки на старом оборудовании, экспортируется в очень малом количестве, так как не соответствует международным стандартам.

Нефть занимает ведущее место в мировом топливно-энергетическом хозяйстве. Доля ее потребления в России непрерывно росла до 2004 года, немного снизилась к 2014 году и снова возросла к 2018. Однако потребление нефти в 2020 меньше, чем в 2 предыдущих. Это можно объяснить весенним локдауном по стране, так как движение транспорта заметно сократилось. Наглядное сравнение можно увидеть из рис. 1.

В отечественной нефтепереработке под глубиной переработки нефти подразумевается суммарный

ФАКТЫ

38

российских заводов
характеризуются
как «введенные
в эксплуатацию»

24

завода
эксплуатируются
уже более полувека

выход в процентах на нефть
всех нефтепродуктов, кроме
непревращенного остатка,
используемого в качестве
котельного топлива (КТ):

$$\text{ГПН} = 100 - \text{КТ} - (\text{T} + \text{П}) \quad (1)$$

Где ГПН – глубина переработки
нефти, Т и П – соответственно
удельные затраты топлива на
переработку и потери нефти на
НПЗ в процентах на сырье [1].

Добыча нефти в России в 2020
году составляет 512,68 млн тонн,
однако наблюдается небольшое
отставание в области ГПН.

Эффективность НПЗ
является важнейшим
фактором для повышения
конкурентоспособности
отечественного нефтяного
сектора на международном рынке
углеводородов.

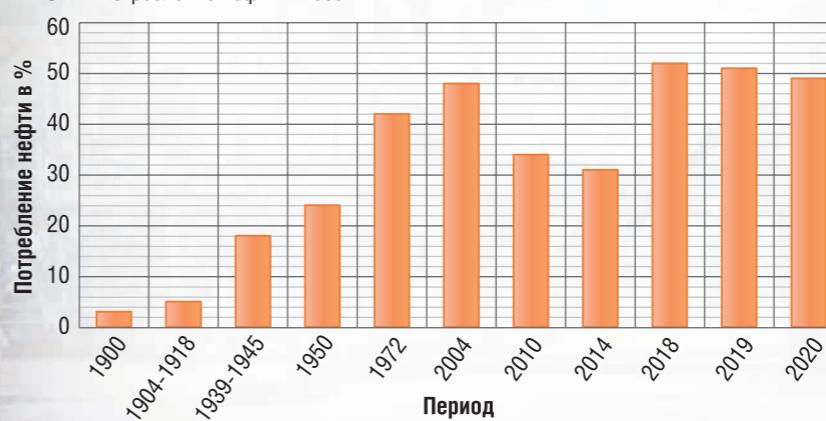
Процент глубины переработки
нефти как раз и является
тем показателем, который
указывает на состояние
нефтеперерабатывающей отрасли
в целом.

С начала 2000-х годов процент ГПН
медленно, но рос: он составлял
66% к середине 2000-х, и уже 74%
по состоянию на 2015 год.

При этом важно отметить, что по
российским стандартам результат
признается хорошим, если
процент ГПН находится в районе
80%. Заводов, чьи показатели
значительно превышают данный
показатель, немного. В данном
контексте можно упомянуть
НПЗ компании «Газпромнефть»
в Омске – этот завод уже более
десяти лет дает результат ГПН
стабильно больше 90%.

Для сравнения: в наши дни
только среднее значение ГПН
нефтеперерабатывающих заводов

РИС. 1. Потребление нефти в России



в Европейском союзе составляет 85 %, в США тот же средний показатель глубины переработки нефти равен 96 %.

Тем не менее к 2019 году за счет постепенного обновления российских НПЗ наблюдается увеличение процента глубины переработки нефти, как показано на рис. 2.

Следует отметить, что показатель глубины переработки нефти в год по стране нельзя считать объективным, так как если Омский или Волгоградский НПЗ дают показатель 92 % глубины, то некоторые российские заводы не достигают даже стандартов середины прошлого века.

Переработка нефти в России осуществляется с использованием следующей формы расчета ГПН:

$$\text{ГПН} = ((\text{ООПС} - \text{ОПМ} - \text{ОПП} - \text{ОТПСН}) / \text{ООПС}) * 100 \% \quad (2)$$

где **ООПС** – значение общего объема переработанного сырья, **ОПМ** – значение объема полученного мазута, **ОПП** – значение объема производственных потерь, **ОТПСН** – значение объема топлива, потраченного на собственные нужды [2].

Рецепт повышения глубины переработки прост: надо научиться перерабатывать все остатки первичных процессов, то есть мазут и гудрон.

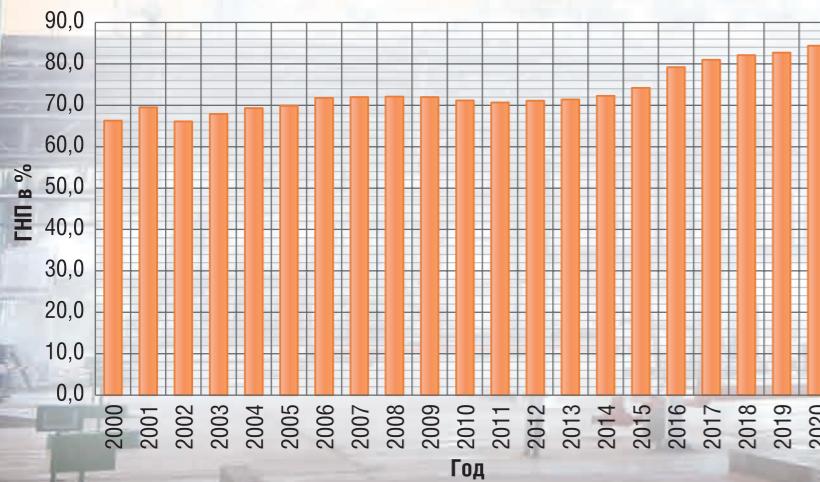
Переработка нефти в 2020 году

За первые три месяца 2020 года нефтеперерабатывающие заводы в России увеличили объемы нефтепереработки на 3,5 %.

Однако, неоднозначная ситуация на международном рынке углеводородов, а также общемировой кризис, вызванный пандемией коронавируса, обусловили сокращение объема переработанной нефти. Об этом говорят данные из открытых источников – за первые три квартала 2020 года объем нефтепереработки составил 70 миллионов тонн нефти. Этот показатель на 6,2 % меньше, чем показатель нефтепереработки по итогам трех кварталов 2019 года.

В 2020 году Россия снизила объемы добычи нефти по причине весенних договоренностей в рамках

РИС. 2. Глубина переработки нефти в России



ФАКТЫ

60 лет
составляет срок эксплуатации НПЗ

66 %
составил рост глубины переработки с начала тысячелетия к середине 2000-х, к 2015 г. рост составил 74 %

ОПЕК+, а также из-за ограничений, вызванных пандемией COVID-19.

При этом, несмотря на сокращение объемов нефтепереработки (учитывается спрос на нефтепродукты в настоящий момент, а также низкая маржа из-за коронавируса), показатель ГПН оказался выше, чем ожидалось в таких условиях.

Из отчета вице-премьера (долгое время бывшим министром энергетики России) Александра Новака президенту РФ Путину следует, что показатель глубины переработки нефти за 2020 год составил 84,4 %, что превышает аналогичный показатель 2019 года.

По итогам девяти месяцев 2020 года глубина переработки на Московском НПЗ составила 85,8 %, на Омском НПЗ – 94,6 %.

Омский и Московский НПЗ. Причины высокой переработки относительно других НПЗ России

Рост производства зимних марок дизеля является главной задачей для Омска. При этом программы на всех заводах предусматривают практически полный отказ от выпуска высокосернистого мазута. Однако и здесь отличия существуют: в продуктовой корзине Омского НПЗ по-прежнему останется востребованное рынком судовое топливо, выпускающееся на основе тяжелых фракций.

Основные процессы глубокой переработки Омского НПЗ – это производство серы, водорода и гидрокрекинга. Установка гидрокрекинга, мощность которой 2 млн тонн/год является ключевой на комплексе глубокой переработки нефти (КГПН). С помощью нее высококипящие составляющие нефти преобразуются в более ценные низкокипящие продукты, такие как: дизельное топливо, бензин и керосин. Для переработки гидрокрекингом завод использует вакуумный газойль первичной переработки, тяжелый газойль установки замедленного коксования и остаточные продукты процессов производства масел [3].



ФАКТЫ

85 %
составляет среднее значение глубины переработки на НПЗ в ЕС, 96 % – в США

На **3,5** %
увеличили объемы нефтепереработки российские НПЗ за первые три месяца 2020 г.

Московский НПЗ расположен неподалеку от развитого авиаузла, который потребляет около половины объема реактивного топлива в России. По этой причине главный продукт гидрокрекинга на НПЗ – авиакеросин. Так же московские дороги строят с битумом, произведенным на данном заводе.

Московский НПЗ приступил к демонтажу установок прошлого поколения, которые заменил новый комплекс переработки нефти «Евро+». Таким образом, внедряя современные технологические решения и избавляясь от устаревшего производства, в 2021 году будет выведено 5 установок.

В июле 2020 года комплекс «Евро+» начал свою работу. Его суперсовременные технологии, и высокие экологические стандарты позволяют обеспечить полный цикл производства: от подготовки нефти до выпуска топлива [3].

ГПН и экономика

Количество потребляемых нефти и нефтепродуктов (в учет идут также расход по типам топлива и потребление из расчета на душу населения) предельно зависит от технического состояния топливно-энергетического комплекса (в частности, нефтеперерабатывающей промышленности) в любой точке земного шара.

Важно отметить, что такое же сильное влияние качественное состояние нефтеперерабатывающей отрасли оказывает на различные экономические показатели, например, на размер реального ВВП.

Влияние ГПН на экономику неоднозначно. С одной стороны, уменьшение глубины переработки нефти на действующих предприятиях приводит к сокращению выработки наиболее прибыльной продукции и, как результат, к некоторой потере эффекта. С другой стороны, увеличение глубины переработки нефти связано с вводом большого количества вторичных процессов: гидрокрекинга, термоконтактного крекинга, коксования и др., что увеличивает общую сумму капитальных и эксплуатационных затрат.

Возможные варианты совершенствования переработки нефти в России:

1. Модернизация технологически устаревших установок первичной перегонки нефти, что позволит увеличить выход дизельного топлива.

2. Углубление переработки нефти в процессе образования бензина (катализический крекинг, коксование) для увеличения выхода автобензинов.

3. Обновление базы штатного оборудования НПЗ.

4. Рациональное размещение НПЗ по территории России, целью которого является приближение производства к районам потребления нефтепродуктов так, чтобы их транспорт не превышал расстояний более 1000 км [4].

Отметим, что нестабильная ситуация на международном рынке углеводородов, а также ряд других факторов явственно обозначили необходимость в модернизации топливно-энергетического комплекса России в целом, и нефтеперерабатывающей отрасли в частности.

Эффективность нефтеперерабатывающих заводов в России напрямую зависит от глубины переработки нефти, именно поэтому модернизация в этом направлении должна стать приоритетной для России. Можно сказать, что увеличение ГПН является вопросом выживания российского нефтяного сектора в условиях высококонкурентной среды на рынке углеводородов.

Поэтому реформирование должно происходить быстро и как можно скорее, а для этого необходимо обеспечить его независимость от ситуации на международном рынке и от других внешних факторов.

Литература

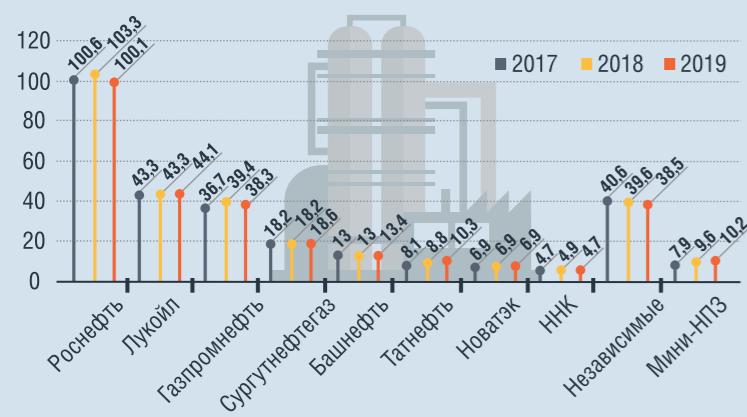
1. Все о глубине переработки нефти, формула расчета, показатели [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://musorish.ru>
2. Понятия, специфика, история развития и актуальные проблемы НПЗ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ooosafir.ru>
3. Светлый путь [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru>
4. Основное технологическое оборудование и процессы транспорта нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]: учебное пособие / С.В. Дайнеко, А.С. Аликашин, Р.А. Шестаков, В.В. Уланов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/content/23045> (дата обращения: 27.11.2019).

KEYWORDS: oil refining depth, oil refining, oil refineries, oil consumption.

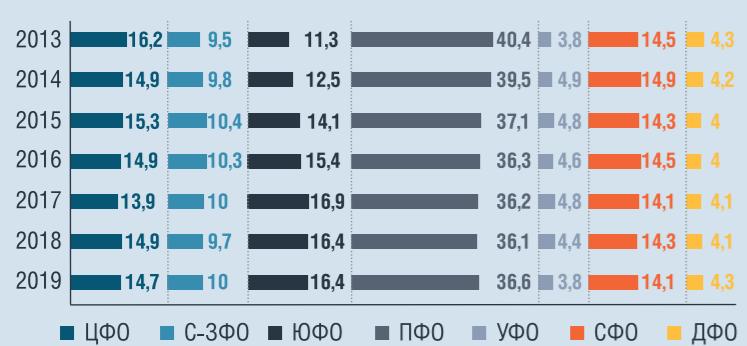
Российский рынок нефтепереработки*

Характеристика российского рынка

Динамика переработки нефти в российских компаниях, млн т



Структура нефтепереработки в России по ФО без мини-НПЗ, %



Объем производства нефтепродуктов в России, млн т



Производство моторных топлив в Российской Федерации, млн т



Организационная структура объема переработки нефти в России, %



Доли компаний (ВИНК) в российской нефтепереработке в 2019 году, %



Экспорт

Соотношение экспорта нефти и нефтепродуктов из России в динамике за 2015-2019 гг., млн т



Структура переработки

Общее количество и владельцы НПЗ на 2020 год



Структура нефтепереработки на заводах

ПАО «НК «Роснефть», млн т

2013	8,2	6,9	6,9	7,4	10,1	5,6	7,1	6,2	17,4	1,5	78,5
2014	8,2	7,1	6,7	5,1	10	8,6	7,6	7,1	16,5	1,6	79,2
2015	8,3	6,5	6,1	6,3	9,1	9,6	7	6,1	16,2	1,5	77,3
2016	7,1	6,3	6,1	7,1	19,2	9,8	6,2	5,9	15,3	1,6	75,3
2017	8,1	5,9	5,2	6,3	9,6	11	6,4	5,8	13,3	1,5	73,7
2018	6,9	6,9	5,7	7	9	10,8	6,6	6,7	15,5	1,6	77,2
2019	7,9	6,1	5,1	6,3	8,9	9	7,2	5,6	15,8	1,5	74

ПАО «ЛУКОЙЛ», млн т

2013	12,8	11,1	4	40,4	45,5
2014	12,7	11,4	4	39,5	45,9
2015	11,3	12,6	3,4	37,1	42
2016	12,1	12,8	2,8	36,3	42
2017	12,6	14,1	2,3	36,2	43,4
2018	12,8	14,4	1,9	36,1	43,3
2019	12,5	14,3	2,2	36,6	44,1

ПАО «Газпром нефть», млн т

2013	20,2	11,1	31,3
2014	21,3	10,8	32
2015	20,9	11	31,9
2016	20,5	10,7	31,2
2017	19,6	9,4	28,9
2018	21	10,5	31,5
2019	20,7	10,1	30,8

Ввод новых вторичных мощностей за 2011-2018 гг. и прогноз до 2024 г., млн т

2011	2	1	5	8	15
2012	3	4	15	5	5
2013	2	4	9	15	14
2014	3	4	4	6	3
2015	3	8	15	1	4
2016	1	8	2	9	5
2017	2	2	6	2	5
2018	2	5	15	2	5
2019	2	4	15	1	4
2020	2	2	15	1	4
2021	2	1	15	1	4
2022	2	1	15	1	4
2023	2	1	9	5	5
2024	2	2	6	2	5

*По материалам аналитического отчета Группы «ДЕЛОВОЙ ПРОФИЛЬ»

ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИЙСКИХ ПОЛИМЕРОВ

НЕСМОТРЯ НА ТО ЧТО РОССИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНОЙ ИЗ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СТРАН, ЕЕ ДОЛЯ В МИРОВОМ ОБЪЕМЕ ПОЛИМЕРНОЙ ПРОДУКЦИИ КРАЙНЕ МАЛА. С ЧЕМ СВЯЗАНА ТАКАЯ СИТУАЦИЯ И ЕСТЬ ЛИ ШАНС ЕЕ ИЗМЕНİТЬ?

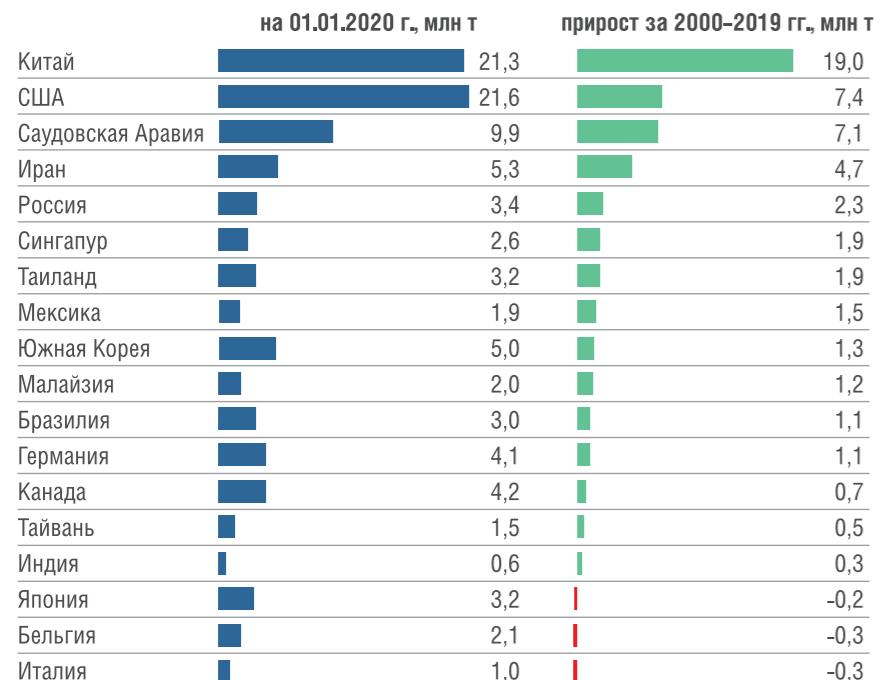
DESPITE RUSSIA BEING ONE OF THE LARGEST OIL-PRODUCING COUNTRIES, ITS PART IN THE GLOBAL VOLUME OF POLYMER PRODUCTS IS NEXT TO NONE. WHAT IS THIS SITUATION RELATED TO AND IS THERE A CHANCE TO CHANGE IT?

Ключевые слова: нефтегазохимия, базовые полимеры, ввод новых мощностей, мировой рынок, экспорт полимеров.



Александр Шураков
директор группы
корпоративных рейтингов
агентства НКР,
к.э.н.

РИС. 1. Производство полиэтилена: распределение мощностей по странам на 01.01.2020 г. и их прирост за 2000–2019 гг.



Источники: Refinitiv; расчеты НКР

УДК 691.175

К началу XXI века на территории России находилось примерно 2,3% мировых мощностей по производству полиэтилена, но к 2018 году ее доля уменьшилась до 2% из-за ввода крупных предприятий в Китае, Саудовской Аравии, Иране и США. Только после запуска в конце 2019 года комплекса «Запсибнефтехим» (ПАО «Сибур Холдинг») установленная мощность российских производителей полиэтилена увеличилась и составила рекордные для нашей страны 3,5% от мировой (рис. 1).

В этой статье рассматриваются рынки базовых полимеров – полиолефинов: полиэтилена высокого давления, полиэтилена низкого давления, линейного полиэтилена низкой плотности и полипропилена. Рассмотрим каждый из типов продукции. Полиэтилен высокого давления (ПВД), он же полиэтилен низкой плотности (англ. low-density polyethylene, LDPE) изготавливается путем полимеризации этилена при высоком давлении, гранулы имеют низкую плотность. Наиболее распространенная конечная продукция из ПВД – трубы и полиэтиленовая упаковка (тара).

Полиэтилен низкого давления (ПНД), он же полиэтилен высокой плотности (англ. high density polyethylene, HDPE) изготавливается путем полимеризации этилена при низком давлении, плотность гранул выше, чем у ПВД. Применяется для производства упаковки, труб, кабельной продукции и т.д.

Линейный полиэтилен низкой плотности (ЛПЭНП), он же линейный полиэтилен высокого давления (англ. linear low-density polyethylene, LLDPE) по структуре аналогичен ПНД, а по свойствам занимает промежуточное положение между ПНД и ПВД. Характеризуется повышенной устойчивостью к воздействию органических растворителей и высоких температур. Применяется для упаковки горячей пищи, изготовления емкостей и т.д.

В зависимости от вида производимых полимеров примерно 74–77% российского производства полиэтиленов и полипропилена

ТАБЛИЦА 1. Крупнейшие российские производители полиолефинов

Компания	Группа	Доля производства за 9 месяцев 2020 г.			
		ПВД	ПНД	ЛПЭНП	полипропилен
«Запсибнефтехим»*	«Сибур Холдинг»	0%	46%	55%	49%
«Казаньоргсинтез»	«ТАИФ»	34%	29%	5%	0%
«Нижнекамскнефтехим»	«ТАИФ»	0%	0%	40%	12%
«Ставролен»	«Лукойл»	0%	18%	0%	6%
«Томскнефтехим»	«Сибур Холдинг»	41%	0%	0%	8%
«Уфаоргсинтез»	НК «Роснефть»	14%	0%	0%	7%
«Полиом»	СП «Сибур Холдинга» и «Газпром нефти»	0%	0%	0%	10%
«Газпром нефтехим Салават»	«Газпром»	5%	7%	0%	0%
НПП «Нефтехимия»	СП «Сибур Холдинга» и «Газпром нефти»	0%	0%	0%	8%
«Ангарский завод полимеров»	НК «Роснефть»	7%	0%	0%	0%

* Производство полипропилена ООО «Запсибнефтехим» указано с учетом ООО «Сибур Тобольск», которое 1 декабря 2020 года было присоединено к ООО «Запсибнефтехим»

Источники: Refinitiv, данные компаний; расчеты НКР

приходятся на предприятия, относящихся к группам «Сибур Холдинг» и «ТАИФ» (таблица 1).

Остальные производства сосредоточены на предприятиях (в том числе на совместных с группой «Сибур Холдинг»), входящих в структуру крупнейших российских нефтегазодобывающих компаний: НК «Роснефть», ПАО «Газпром» и ПАО «Газпром нефть», ПАО «Лукойл». Весь российский линейный полиэтилен низкой плотности производится на предприятиях «Сибур Холдинга» и группы «ТАИФ» (таблица 2).

За счет ввода новых мощностей производство полимеров российскими компаниями может подскочить почти на 50% по итогам 2020 года относительно уровня 2019 года. Выпуск линейного полиэтилена низкой

плотности увеличится в 2,4 раза, полиэтилена низкого давления – в 1,9 раза, полипропилена – на 30%, а производство полиэтилена высокого давления снизится примерно на 1%.

В 2020 году потребление полимеров на внутреннем рынке, по нашим оценкам, уменьшилось на 13%. В основном снизилось потребление полипропилена и полиэтилена низкого давления.

Ослабление спроса на полиэтилен и полипропилен связано с пандемией коронавируса и снижением экономической активности в строительстве, а также в отраслях, где пластики используются в качестве упаковочных материалов готовой и промежуточной продукции.

Мы ожидаем, что в 2021 году восстановление внутреннего спроса на пластики составит 7%.

Однако, учитывая масштабы снижения в 2020 году и умеренные прогнозные темпы восстановления спроса, внутреннее потребление в натуральном выражении превысит уровень 2019 года не ранее 2022 года.

Резкий рост производства полиэтилена и полипропилена на фоне стагнации внутреннего потребления пластиков привел к высвобождению существенных объемов пластиков, доступных для экспорта.

По характеристикам полимеры можно отнести к биржевым товарам со стандартными потребительскими свойствами, поэтому отечественный пластик может быть реализован на внешнем рынке даже в условиях стагнации или снижения спроса за счет предоставления более выгодных цен и вытеснения менее

ТАБЛИЦА 2. Структура российского производства полимеров по крупнейшим группам компаний

	Доля в производстве РФ за 9 месяцев 2020 г.			
	ПВД	ПНД	ЛПЭНП	полипропилен
«Сибур Холдинг»	41%	46%	55%	66%
«ТАИФ»	34%	29%	45%	12%
Остальные	26%	25%	0%	22%
Всего за 9 мес. 2020 г., млн т	480	1341	403	1375
Всего за 9 мес. 2019 г., млн т	491	700	166	1060
Изменение 9 мес. 2020 г. / 9 мес. 2019 г.	-2%	92%	143%	30%

Источники: Refinitiv, данные компаний; расчеты НКР

ТАБЛИЦА 3. В 2020 году Россия стала чистым экспортёром основных видов полимеров

		Производство, тыс. т	Внутреннее потребление, тыс. т	Чистый экспорт (импорт), тыс. т	Потребление/Производство
2019	ПВД	656	600	56	91 %
	ПНД	871	1099	-228	126 %
	ЛПЭНП	227	413	-186	182 %
	полипропилен	1411	1270	141	90 %
2020 прогноз	ПВД	650	595	55	92 %
	ПНД	1655	924	731	56 %
	ЛПЭНП	544	412	132	76 %
	полипропилен	1835	998	836	54 %
2021 прогноз	ПВД	670	601	69	90 %
	ПНД	1650	980	670	59 %
	ЛПЭНП	540	428	112	79 %
	полипропилен	1890	1118	772	59 %

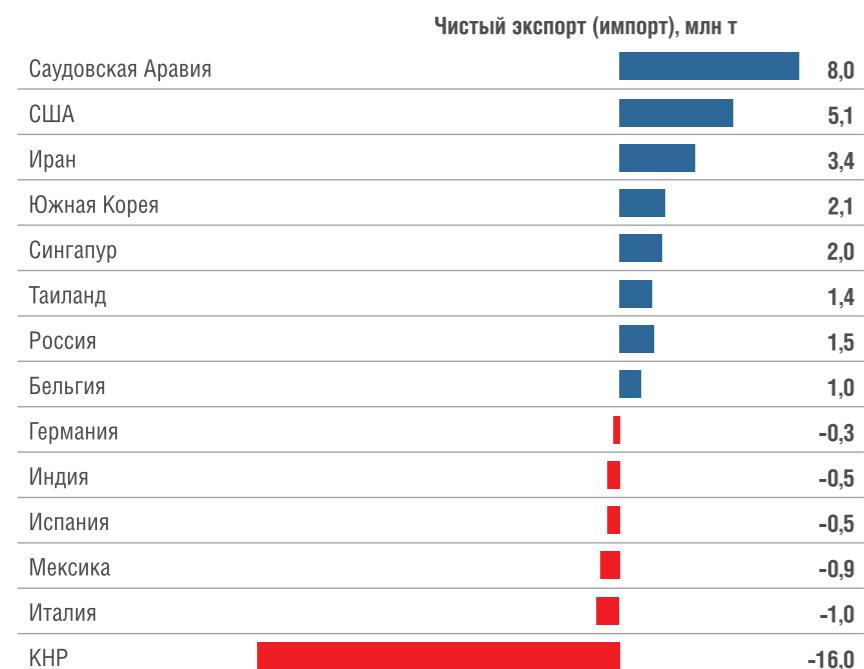
Источники: Refinitive; расчеты НКР

ТАБЛИЦА 4. Рост внутреннего потребления полимеров в РФ в 2021 году может составить 7 %

	Производство, прогноз		Внутреннее потребление, прогноз	
	2020 г.	2021 г.	2020 г.	2021 г.
ПВД	↓ 1 %	↑ 3 %	↓ 1 %	↑ 1 %
ПНД	↑ 90 %	0 %	↓ 16 %	↑ 6 %
ЛПЭНП	↑ 90 %	↓ 1 %	0 %	↑ 4 %
Полипропилен	↑ 30 %	↑ 3 %	↓ 21 %	↑ 12 %
Итого	↑ 48 %	↑ 1 %	↓ 13 %	↑ 7 %

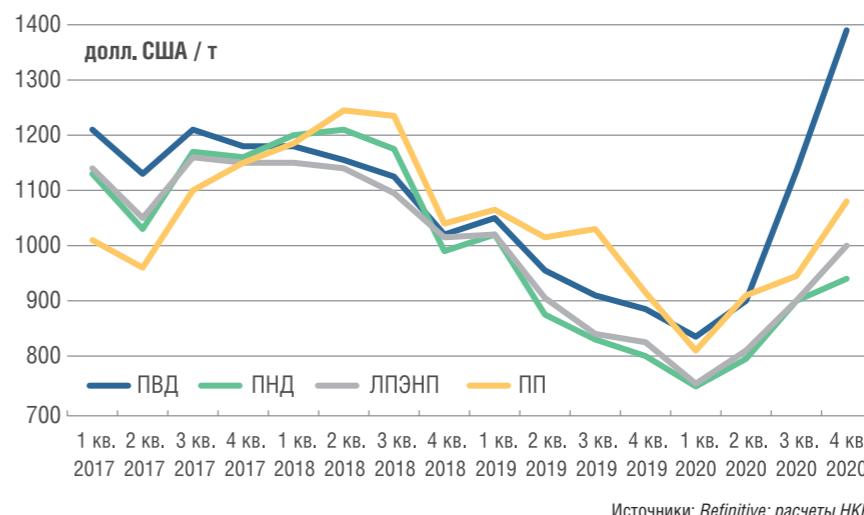
Источники: Refinitive; расчеты НКР

РИС. 2. Оценка чистого экспорта (импорта) полимеров по странам в 2020 году



Источники: Refinitive; расчеты НКР

РИС. 3. Цены на полимеры (USD/т) на азиатском рынке



Коронавирус по-разному сказался на спросе на полимерную продукцию. Положительное влияние ощущали поставщики полимеров для производства средств индивидуальной защиты и востребованных сейчас медицинских изделий.

Хотя во время пандемии снизилась интенсивность борьбы против использования пластиковой одноразовой посуды, упаковки и т. п., можно ожидать, что уже в ближайшее время эта борьба активизируется и требования использовать вторичный пластик могут быть усилены.

Пандемическое сжатие спроса наблюдается на рынках полимеров, используемых при производстве товаров, потребление которых резко снизилось. Например, падение спроса на автомобили и сопутствующую продукцию

привело к сокращению спроса на синтетические каучуки и другие сопутствующие полимеры.

Летом 2020 года, на ожиданиях завершения общемирового локдауна, началось постепенное восстановление мировых цен на основные виды полимеров. Наиболее быстро восстанавливались цены на ПВД. Так, на азиатском рынке за май–декабрь 2020 года цены на ПВД увеличились более чем на 66 %. В результате такого роста текущие цены на ПНД и ЛПЭНП сопоставимы с уровнем цен на начало 2019 года, а цены на ПВД находятся вблизи пятилетнего максимума (рис. 3).

Выручка отдельных российских предприятий, специализирующихся на производстве полимеров, по итогам 2020 года, вероятно, уменьшилась на 12–20%¹ относительно уровня 2019 года.

Но в целом по отрасли сокращение не превысило 1 % благодаря почти десятикратному росту выручки «Запсибнефтехима», который завершает первый полный год операционной деятельности.

Отметим, что сокращение выручки ПАО «Нижнекамскнефтехим» в 2020 году обусловлено не только ситуацией на рынке полимеров, но и снижением спроса на синтетические каучуки, которые обеспечивают порядка 33 % выручки компании. Большая часть производимых компаний каучуков поставляется на экспорт:

¹ Разброс обусловлен разными показателями компаний за I полугодие и/или 9 месяцев 2020 года, а также разной структурой выпуска полимеров.

ТАБЛИЦА 5. Выручка крупнейших российских производителей полимеров, млрд руб.

	Группа	2018 г.	2019 г.	2020 г. прогноз	2020 г. прогноз / 2019 г.
«Запсибнефтехим»	«Сибур Холдинг»	0,1	4,8	54	1022 %
«Казаньоргсинтез»	«ТАИФ»	79,0	72,4	62	-15 %
«Нижнекамскнефтехим»	«ТАИФ»	193,9	179,0	144	-20 %
«Томскнефтехим»	«Сибур Холдинг»	12,8	13,2	12	-8 %
«Полиом»	СП «Сибур Холдинга» и «Газпром нефти»	18,3	16,7	15	-8 %
НПП «Нефтехимия»	СП «Сибур Холдинга» и «Газпром нефти»	10,5	9,6	8	-13 %
«Ангарский завод полимеров»	НК «Роснефть»	7,5	7,8	7	-12 %
Итого		322,0	303,6	302	-1 %

Источники: отчетность компаний; прогнозы НКР

ТАБЛИЦА 6. Операционная прибыль (прибыль от продаж) крупнейших российских производителей полимеров, млрд руб.

	Группа	2018 г.	2019 г.	2020 г. прогноз	2020 г. прогноз / 2019 г.
«Запсибнефтехим»	«Сибур Холдинг»	-0,5	1,4	15	959%
«Казаньоргсинтез»	«ТАИФ»	24,4	16,9	10	-41%
«Нижнекамскнефтехим»	«ТАИФ»	29,6	27,9	18	-37%
«Томскнефтехим»	«Сибур Холдинг»	1,2	1,5	1	-36%
«Полиом»	СП «Сибур Холдинга» и «Газпром нефти»	7,2	6,5	4	-41%
НПП «Нефтехимия»	СП «Сибур Холдинга» и «Газпром нефти»	3,6	3,0	2	-33%
«Ангарский завод полимеров»	НК «Роснефть»	0,4	0,8	0	-46%
Итого		66,0	58,1	50	-14%

Источники: данные компаний; прогнозы НКР

около половины экспорта каучуков приходится на рынки Европы, треть – на рынки Азии и 16% – на рынки стран иных континентов. Поэтому ослабление спроса на автомобили и на новые шины привело к существенному падению экспортных поставок. Снижению выручки также способствовала потеря для компаний крупного внутреннего потребителя каучука: ПАО «Нижнекамскшина» (входит в группу ПАО «Татнефть») переключилось на потребление каучуков производства ООО «Тольяттикаучук» (приобретено в 2019 г. ПАО «Татнефть»).

Снижение цен на нефть положительно повлияло на производителей полимеров, которые в качестве сырья используют нефтепродукты. Произошло сглаживание глобальной кривой себестоимости этилена², и производители, применяющие пиролиз газового сырья (в первую очередь, компании из США, использующие достаточно дешевый сланцевый газ), во многом утратили конкурентные преимущества.

Текущая ситуация существенно отличается от 2015–2016 гг., когда нефть подешевела, но цены на полимерную продукцию

оставались достаточно высокими, что позитивно отражалось на марже производителей, использовавших в качестве сырья нефть. В 2020 году, в условиях пандемии цены снизились и на сырье, и на полимеры.

Ослабление рубля отчасти помогло российским предприятиям, существенная часть продукции которых идет на экспорт. Но оно было недостаточно сильным, чтобы компенсировать сокращение рублевой выручки и снижение маржинальности из-за падения цен.

Мы ожидаем, что крупнейшие российские производители полимеров завершили 2020 год с операционной прибылью (прибылью от продаж), но для каждого из них она сократится на 33–46% по сравнению с предыдущим годом. Исключение – «Запсибнефтехим», операционная прибыль которого может увеличиться по итогам года в 9,6 раза. В целом операционная прибыль сектора, вероятно, уменьшилась в прошлом году на 14%.

Меры борьбы с «зимней» волной коронавирусной инфекции в ведущих странах (Франция, Германия и др.) не привели к заметной коррекции цен и спроса на полимеры – январские цены превышают цены закрытия

2020 года. При сохранении таких тенденций, рост выручки российских производителей полимеров в РФ, по оценкам НКР, в 2021 году может превысить 5%. Этому будут способствовать вытеснение импортного пластика с российского рынка и рост экспортных поставок. Вместе с тем операционная прибыль российских производителей полимеров превысит уровень 2019 года не ранее 2022 года.

Переоценка валютных пассивов обесценивает операционную прибыль

Несмотря на положительные операционные результаты, компании сектора, похоже, закончили 2020 год с чистыми убытками.

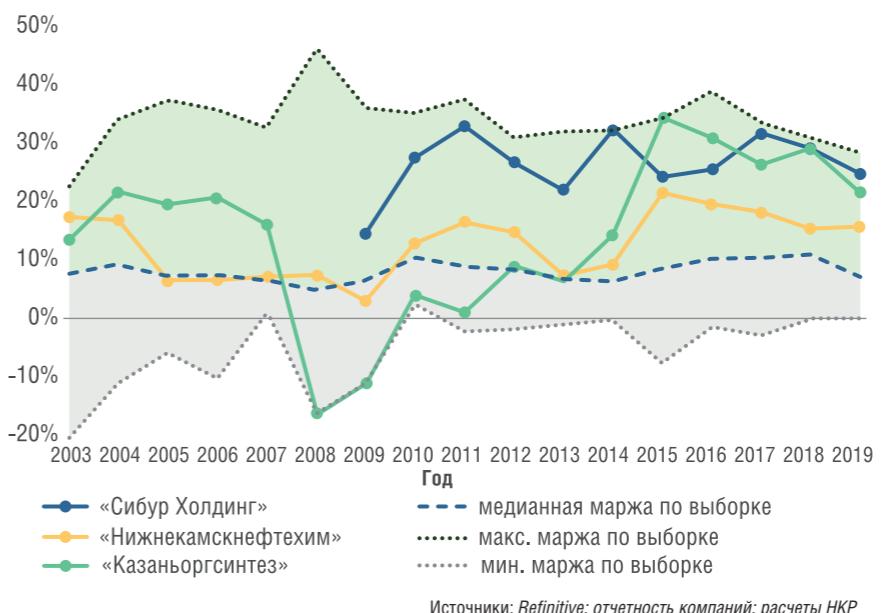
² Рассчитывается по производственным активам разных стран, которые производят схожие группы товаров. Кривая себестоимости позволяет сравнить эффективность производственных активов в текущих экономических условиях, а также оценить потенциал предложения продукции со стороны тех из них, которые в текущих условиях характеризуются положительной маржей операционной деятельности. Глобальную кривую себестоимости этилена по заводам-производителям из разных стран мира публикует Independent Commodity Intelligence Service (ICIS).

ТАБЛИЦА 7. Финансовые результаты крупнейших производителей полимеров России, млрд руб.

Форма отчетности	Выручка		Операционная прибыль		Прибыль до налогообложения	
	9 мес. 2019 г.	9 мес. 2020 г.	9 мес. 2019 г.	9 мес. 2020 г.	9 мес. 2019 г.	9 мес. 2020 г.
«Сибур Холдинг»	МСФО	395,3	369,3	96,6	73,5	129,1
«Нижнекамскнефтехим»	РСБУ	132,8	102,4	23,6	13,3	25,6
«Казаньоргсинтез»	РСБУ	58,2	46,9	16,5	8,0	14,8
						8,2

Источники: данные компаний; прогнозы НКР

РИС. 4. Операционная маржа российских компаний по сравнению с выборкой 52 нефтехимических компаний мира



Источники: Refinitive; отчетность компаний; расчеты НКР

цены на нефть и природный газ и их соотношение, скорость и равномерность восстановления мировой экономики после пандемии, эффективность мер по увеличению использования вторичного пластика, а также эффективность ограничений использования одноразовых пластиковых изделий.

Результатом действия указанных факторов будет сжатие операционной маржи компаний сектора в целом по миру и дальнейшее вытеснение с рынка наименее эффективных производителей.

В последние 6 лет маржа операционной прибыли крупнейших российских производителей пластиков стабильно превосходила средний показатель, рассчитанный по выборке из 52 крупнейших нефтехимических компаний мира. Причем в отдельные периоды маржа российских компаний была близка к максимальным значениям в выборке.

НКР ожидает, что в 2020–2022 гг. средняя операционная маржа нефтехимических компаний мира может снизиться на 5–7 процентных пунктов относительно уровня 2015–2019 гг. – с 11,7 до 4–7%. Маржинальность российских производителей останется существенно выше среднемировой, но тоже снизится по сравнению с уровнем 2015–2019 гг.

По нашим оценкам, в рамках базового прогнозного сценария суммарное производство полиэтилена и пропилена в России к 2028 году может подскочить более чем в 3,4 раза относительно уровня 2019 года,

Основная причина – переоценка валютных обязательств в составе пассивов крупнейших производителей полимеров («Сибур Холдинг» и «Запсибнефтехим», «Нижнекамскнефтехим»). Валютные пассивы привлекались ими для финансирования инвестиционных проектов.

На 30.06.2020 г. валютные обязательства на балансе «Запсибнефтехима» составляли 91,0% совокупных кредитов и займов и 29,9% активов. В целом по группе «Сибур Холдинг» валютные обязательства составляли 82,4% кредитов и займов и 24,0% активов.

В нормальных условиях наличие валютной выручки обеспечивает натуральный хедж валютных рисков баланса и позволяет в спокойном режиме обслуживать валютный долг. Но в периоды ослабления национальной валюты такие компании не могут в полной мере использовать положительный эффект девальвации: улучшение операционных показателей из-за снижения рублевых издержек в долларовом выражении может полностью обесценяться переоценкой валютного долга и ростом рублевых расходов на его обслуживание.

В дальнейшем для усиления конкурентоспособности отдельных российских нефтехимических компаний и расширенных цепочек создания ценности, в которых эти компании задействованы,



ОПТИМИЗАЦИЯ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

УВЕЛИЧЕНИЕ ДОЛИ ЗАПАСОВ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ ОТНОСИТЕЛЬНО ЗАПАСОВ ЛЕГКИХ НЕФТЕЙ ПРИВОДИТ К НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ НОВЫХ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИЛИ ОПТИМИЗАЦИИ СТАРЫХ, ТАК КАК ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ НЕ ПРИГОДНЫ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛОГО УГЛЕВОДОРДНОГО СЫРЬЯ. ПРИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ ОБРАЗУЮТСЯ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫЕ ВЕЩЕСТВА (САВ), НЕГАТИВНО ВЛИЯЮЩИЕ НА ВЕСЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС. НА ДАННОМ ЭТАПЕ ИНФОРМАЦИЯ ПО ПРЕВРАЩЕНИЮ МАСЛЯНЫХ КОМПОНЕНТОВ ВЕСЬМА ОГРАНИЧЕНА И НЕ ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ ВЛИЯНИЕ СОСТАВА МАСЕЛ НА СТРОЕНИЕ ГЕНЕРИРУЕМЫХ ИМИ САВ, ЧТО ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЕЙШЕЙ ФУНДАМЕНТАЛЬНОЙ ЗАДАЧЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ

AN INCREASE IN THE SHARE OF HEAVY OIL RESERVES RELATIVE TO LIGHT OIL RESERVES LEADS TO THE NEED TO DEVELOP NEW EFFECTIVE TECHNOLOGIES OR OPTIMIZE OLD ONES SINCE THE CURRENT TECHNOLOGICAL SCHEMES ARE NOT QUITE SUITABLE FOR PROCESSING HEAVY HYDROCARBONS. DURING THE THERMAL PROCESSING OF HEAVY OILS, RESINOUS-ASPHALTENE SUBSTANCES ARE FORMED, WHICH NEGATIVELY AFFECT THE ENTIRE TECHNOLOGICAL PROCESS. AT THIS STAGE, INFORMATION ON THE CONVERSION OF OIL COMPONENTS IS VERY LIMITED AND DOES NOT ALLOW US TO ASSESS THE IMPACT OF THE COMPOSITION OF OILS ON THE STRUCTURE OF THEIR GENERATED RAS, WHICH IS THE MOST IMPORTANT FUNDAMENTAL TASK FOR OPTIMIZING HEAVY OIL PROCESSING TECHNOLOGIES

Ключевые слова: масла, смолы, асфальтены, тяжелые нефти, углеводороды, термолиз.

**Корнеев
Дмитрий Сергеевич**
старший научный сотрудник,
Институт нефти и газа,
Югорский государственный
университет

**Шкута
Мария Константиновна**
аспирант,
Отделение химической
инженерии,
Инженерная школа природных
ресурсов,
Национальный
исследовательский Томский
политехнический университет

**Бешагина
Евгения Владимировна**
доцент,
Отделение химической
инженерии,
Инженерная школа природных
ресурсов,
Национальный
исследовательский Томский
политехнический университет

Снижение запасов легких нефтей вызывает необходимость в разработке процессов глубокой переработки тяжелых углеводородов. Одна из проблем, с которыми приходится сталкиваться при переработке тяжелого нефтяного сырья, это возникновение новых смол и асфальтенов, а также образование более тяжелых продуктов при термическом превращении. Для решения таких проблем применяют различные подходы, начиная от применения катализаторов и заканчивая применением поверхностно-активных веществ (ПАВ). Несмотря на активное изучение состава и структуры, а также превращений нативных смол и асфальтенов, присутствующих в исходном сырье, слабоизученной остается природа и механизмы образования вторичных САВ в различных условиях.

Термолиз масел проводили в автоклавах объемом 12 см³. Масса нефтяных масел, загружаемых в реактор, составляла 4 ± 0,03 г. Эксперименты проводили в среде воздуха, что не приводит к значимым изменениям состава получаемых продуктов вследствие малого его объема, при температуре 450 °C и продолжительностью 120 минут. Выбор условий термолиза обусловлен предварительными испытаниями, которые

показали, что при температуре 450 °C образуется достаточное количество смол и асфальтенов для дальнейшего исследования их состава и структуры.

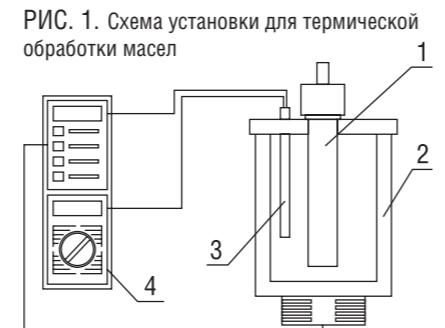
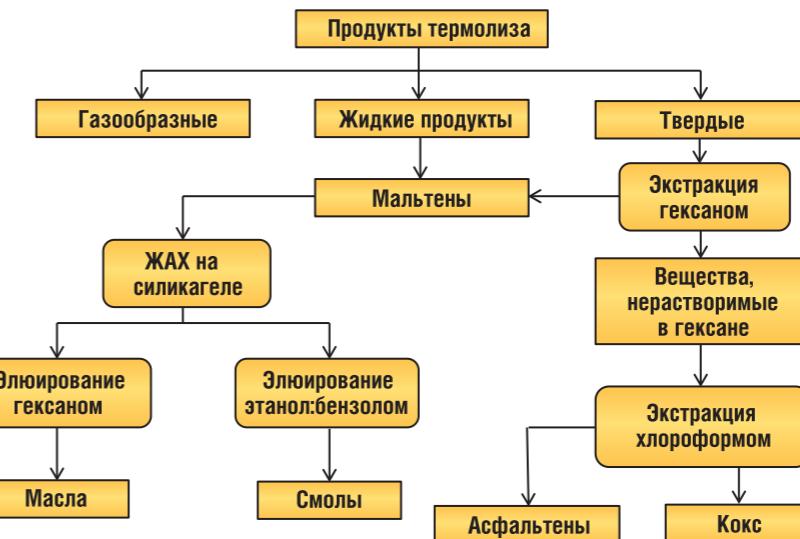


РИС. 1. Схема установки для термической обработки масел

Реактор после окончания термолиза охлаждали проточной водой, отбирали газообразные продукты, снимали крышку и взвешивали, тем самым определяя выход газов. После термолиза масел продукты разделялись по агрегатному состоянию (на газ, жидкость, твердые вещества), а жидкие и твердые вещества разделяли по принципу растворимости и сорбционной способности (масла, смолы, асфальтены, кокс). Жидкие продукты термолиза делили на масла и смолы (рисунок 2).

УДК 665.642

РИС. 2. Схема разделения продуктов термолиза масел



Твердые продукты в бумажном патроне помещали в аппарат Сокслета и промывали н-гексаном до обесцвечивания раствора, тем самым смывая с патрона остаточные мальтены.

Твердые продукты термолиза разделялись в аппарате Сокслета путем выделения асфальтенов хлороформом, при этом кокс оставался в бумажном патроне, так как он не растворим в хлороформе. Масла, смолы и асфальтены отделялись от растворителя роторным испарителем и доводились до постоянной массы в вакуумном сушильном шкафу. Кокс извлекали из бумажного патрона механическим путем.

Ввиду летучести масел после термолиза их масса определялась косвенно по формуле:

$$m_M = m_H - (m_T + m_C + m_{Asf} + m_K),$$

где m_H , m_C , m_{Asf} , m_K – масса навески, смол, асфальтенов и кокса.

Различия в составе и физико-химических свойствах нефтей должны обуславливать отличные друг от друга особенности состава и структурной организации масел, выделенных из них.

Характеристики исходных масел нефти Русского (ИМ₁), Зюзевского (ИМ₂) и Усинского (ИМ₃) месторождений представлены в таблице 1.

Из результатов анализа характеристик исходных масел следует, что низкое отношение H/C в ИМ₁ и ИМ₃ (1,64 и 1,66) позволяет говорить о малом количестве в них алифатических структур. Доля азота выше в ИМ₁ – 0,64 %, минимальным

содержанием азота обладает ИМ₂ – 0,38 %. Наибольшее суммарное содержание гетероэлементов в ИМ₂ (4,67 %), а наименьшее в ИМ₁ (1,15 %). Данные группового состава показывают, что в ИМ₂ и ИМ₃ преобладают ароматические соединения (64,7 и 63,4 %), основная доля которых приходится на моно-, би- и триарomaticкие (53,6 и 39,4 %). Содержание насыщенных углеводородов в ИМ₂ наименьшее количества, в сравнении с другими маслами – 35,29 %. ИМ₁ имеют наибольшее содержание насыщенных углеводородов (44,2 %) по отношению к их содержанию в ИМ₂ и ИМ₃, но полiaromaticских соединений в ИМ₁ и ИМ₃ наблюдается равное количество (24,0 %).

Продуктами термолиза асфальтенов являлись масла, газы, смолы, асфальтены и кокс. Смолы и асфальтены называются так в соответствии со способом их получения из смеси продуктов термического превращения. Масла, смолы и асфальтены проанализированы методами элементного анализа и ИК-спектрометрии. В таблице 2 приведен «вещественный» состав и выходы продуктов термолиза масел. Разница в составе получаемых продуктов обусловлена исходными составами масел. Установлено, что термолиз ИМ₂, содержащий в своем составе большое количество гетероатомов и ароматических соединений, способствует большим выходам смол и меньшим выходом асфальтенов, чем у термолиза ИМ₁, ИМ₃. Это объясняется тем, что в основе образования смол

ТАБЛИЦА 1. Характеристики исходных масел

Параметр	ИМ ₁	ИМ ₂	ИМ ₃
Элементный состав, % мас.			
C	86,99	83,73	86,0
H	11,86	12,23	11,9
N	0,64	0,38	0,6
S	0,51	4,29	1,6
H/C	1,64	1,75	1,66
Групповой состав, %			
насыщенные	44,2	35,3	36,6
Моно- и би-, триАР	31,8	53,6	39,4
полиАР	24,0	11,1	24,0

ТАБЛИЦА 2. Состав продуктов термолиза исходных масел различного состава

Продукты термолиза масел	Содержание, % мас.				
	масла	смолы	асфальтены	кокс	газ
Термолиз ИМ ₁	94,0	2,2	1,0	0,8	2,0
Термолиз ИМ ₂	91,5	4,5	0,3	1,1	2,6
Термолиз ИМ ₃	93,5	3,2	0,4	0,7	2,2

лежит высокое содержание гетероатомных соединений. Как уже известно, смолы являются прекурсорами асфальтенов, но, как видно из вещественного состава термолиза ИМ₂, смолы не привели к образованию большого количества асфальтенов, ведь в других вещественных составах мы видим большее содержание асфальтенов в продуктах термолиза, чем в данном случае [1]. Помимо высокого содержания гетероатомов исходные масла обладали большим отношением Н/С, большим содержанием моно-, би- и триароматических структур, но в то же время меньшим содержанием полициклических ароматических структур, чем у других исходных масел. Вероятно, образование асфальтенов в термических превращениях обусловлено большим содержанием полициклических ароматических структур, которых было недостаточно для образования асфальтенов в термолизе ИМ₂. Таким образом, на образования смол и асфальтенов в большей степени влияет содержание в исходных маслах гетероатомных соединений, а также соединений с полициклической ароматической структурой. В том числе в большом количестве образовался газ, вероятно, за счет разрушения алифатических цепочек в составе масел.

В термолизе ИМ₁ наблюдается наибольшая стабильность, обусловленная низкой степенью конверсии (6%). Такое поведение обусловлено большим содержанием насыщенных структур, часть которых при деструкции могла привести к образованию газа, при этом исходные масла обладали меньшим содержанием гетероатомных компонентов, в сравнении с другими маслами. Обладая высоким содержанием полициклических соединений, высоким отношением Н/С, низким содержанием гетероатомов, такие свойства исходных масел могли способствовать большому выходу асфальтенов, по сравнению с выходом асфальтенов термолиза других масел.

Состав газообразных продуктов термолиза масел различных составов оказался достаточно схож. Поэтому на примере термолиза ИМ₂ в таблице 3 показан состав газообразных продуктов. В газообразных продуктах преобладающее

содержание занимают алкановые углеводороды (УВ): метан (39,23%), этан (26,39%) и пентан (24,57%). Также газообразные продукты характеризуются небольшим содержанием алкановых УВ: и-бутан и и-пентан (5,09% и 1,11% соответственно), что говорит о протекании реакций разрыва связей С-С.

ТАБЛИЦА 3. Состав газообразных продуктов термолиза ИМ₂

Выход газообразных продуктов, % мас.	2,60
Содержание, % мас.	
CH ₄	39,23
C ₂ H ₆	26,39
C ₃ H ₈	24,57
и-C ₄ H ₁₀	2,67
н-C ₄ H ₁₀	5,09
и-C ₅ H ₁₂	1,11
н-C ₅ H ₁₂	0,95

Различия в составе масел должны обуславливать отличные друг от друга особенности состава и структурной организации масел, выделенных из них. Результаты исследования исходных масел, масел после термолиза и смол приведены в таблице 4. Масла, полученные после термолиза, имеют низкое отношение Н/С по сравнению с ИМ₁ отношение уменьшилось с 1,64 до 1,55. Уменьшение отношение Н/С в маслах после термолиза говорит о большом содержании в структуре ароматических циклов, доля которых увеличилась благодаря деструкции ароматических циклов, имеющих алкильные заместители. Сера в М₁ не была найдена, возможно, это связано с рекомбинацией полiarоматических компонентов и образованием смолистых веществ, в состав которых и перешла сера.

ТАБЛИЦА 4. Характеристика исходных масел, масел и смол после термолиза

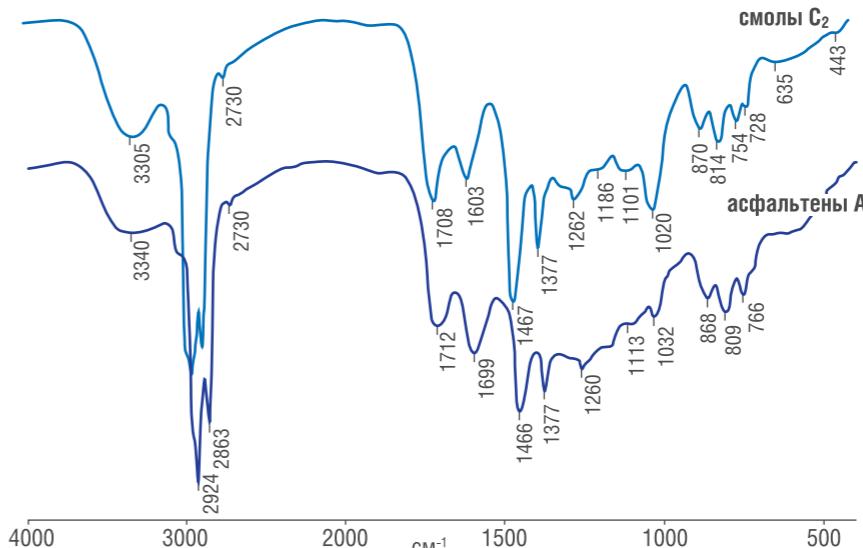
Параметр	ИМ ₁	М ₁	С ₁	ИМ ₂	М ₂	С ₂	ИМ ₃	М ₃	С ₃
Элементный состав, % мас.									
C	87,0	87,82	86,93	83,7	84,23	83,46	86,0	89,00	86,24
H	11,7	11,47	11,25	12,2	11,71	8,55	11,9	11,50	11,62
N	0,6	0,71	0,79	0,4	0,50	0,88	0,6	0,60	0,69
S	0,5	-	1,03	4,3	3,56	7,10	1,6	1,66	1,45
H/C	1,64	1,56	1,55	1,75	1,67	1,23	1,66	1,55	1,62

содержание серы в смолах С₁ (1,03%) увеличилось по сравнению с содержанием серы в исходных маслах (0,5%), что говорит об обогащении серосодержащими соединениями при термолизе масел. Содержание азота увеличивается в ряду ИМ₁ → М₁ → С₁, причиной которого может быть также обогащение при термической обработке исходных масел.

В маслах (М₂), полученных после термолиза ИМ₂, значение отношения Н/С уменьшилось на 1,3 по сравнению с исходными маслами. Это объясняется тем, что в результате термического превращения произошло отщепление алкильных фрагментов в ароматических структурах, за счет этого насыщенность структуры масел водородом уменьшилась. Смолы С₂ значительно обогащены серосодержащими и азотсодержащими структурными фрагментами по сравнению с исходными маслами ИМ₂ (2,8 и 0,48% соответственно).

Все смолы, выделенные из продуктов термолиза масел, обогащены гетероэлементами (S и N), причем их содержание в продуктах термолиза превышает содержание в исходных маслах. Результат такого увеличения содержания серы и азота в продуктах термолиза может говорить о том, что в процессе термолиза исходных масел молекулы смол способны к обогащению серосодержащими и азотсодержащими структурными фрагментами. Наиболее гетероатомные масла ИМ₂ претерпели значительно обогащение серосодержащими и азотсодержащими структурными фрагментами (7,10 и 0,44% соответственно). Содержание серы в смолах С₃ уменьшилось по сравнению с исходными маслами, возможно, это связано с образованием сероводорода.

РИС. 3. ИК-коэффициенты смол и асфальтенов, образованных термолизом масел ИМ₂



Содержание гетероатомов в исходных маслах повлияло на элементный состав полученных смол, в ряду С₁ → С₃ → С₂ увеличивается суммарное содержание гетероатомов, также, как и в исходных маслах. Содержание серы и азота в С₂ увеличилось почти в два раза по сравнению с исходными маслами.

Наличие ароматических структур подтверждается полосами поглощения 755, 809, 1603 см⁻¹ (рисунок 3). На присутствие кислородсодержащих групп указывают спектры полосы 1185, 1708, 1712 см⁻¹. Сульфоксидные группы идентифицированы по полосам поглощения 1020, 1032 см⁻¹.

На основании результатов ИК-спектроскопии рассчитаны спектральные коэффициенты, характеризующие особенности структуры смол и асфальтенов. Наибольший коэффициент ароматичности характерен для смол, полученных термолизом образца М₂,

в котором преобладало содержание ароматических соединений. Содержание алифатических структур в смолах термолиза зависит от отношения Н/С в исходных маслах (рисунок 4).

Установлено, что сульфоксидных групп по коэффициенту осиренности больше в смолах С₂ в связи с тем, что в исходных маслах М₂ содержание серы было наибольшим (рисунок 5).

Так как большинство процессов заключается в термическом воздействии, то изучение термического превращения масел является необходимым шагом для получения знаний о механизме образования смол и асфальтенов, которые оказывают негативное воздействие на весь технологический процесс: отравляют катализатор, уменьшают выход легкого продукта, вызывают коррозию оборудования и, как следствие, меньшее время его эксплуатации.

На основании результатов ИК-спектроскопии рассчитаны спектральные коэффициенты, характеризующие особенности структуры смол и асфальтенов. Наибольший коэффициент ароматичности характерен для смол, полученных термолизом образца М₂,

Для учета влияния различных факторов в ходе термических процессов были определены следующие закономерности:

1. С увеличением в составе масел содержания гетероатомов и ароматических УВ, в маслах тяжелых нефтьей увеличивается образование смолистых веществ и кокса, тогда как содержание асфальтенов снижается в процессе термолиза масел.

2. Масла тяжелых нефтьей, характеризующиеся наименьшим содержанием азота в процессе термолиза, генерируют смолистые вещества с максимальным содержанием азота, тогда как сера в процессе термолиза переходит из масел в смолы более закономерно. Масла тяжелых нефтьей, которые характеризуются большим содержанием Н/С, в процессе термолиза генерируют смолистые вещества с наименьшим значением Н/С.

3. Смолы, образованные в процессе термолиза масел с наибольшим содержанием ароматических УВ, характеризуются наибольшей долей ароматических фрагментов.

4. Отношение Н/С в маслах тяжелых нефтьей оказывает определяющее влияние в содержании алифатических фрагментов в структуре новообразованных смол.

5. С увеличением содержания серы в исходных маслах увеличивается степень осиренности продуктов их термолиза. ●

Литература

1. Анчита Х. Переработка тяжелой нефти: реакторы и моделирование процессов / Х. Анчита; пер. с англ. под ред. О.Ф. Глаголовой, В.А. Винокурова. – СПб.: Профессия, 2015. – 588 с.

Keywords: oils, resins, asphaltenes, heavy oils, hydrocarbons, thermolysis.

РИС. 4. ИК-коэффициенты ароматичности и алифатичности смол

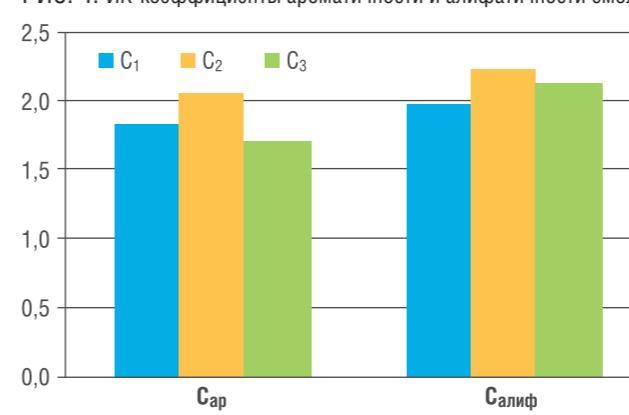
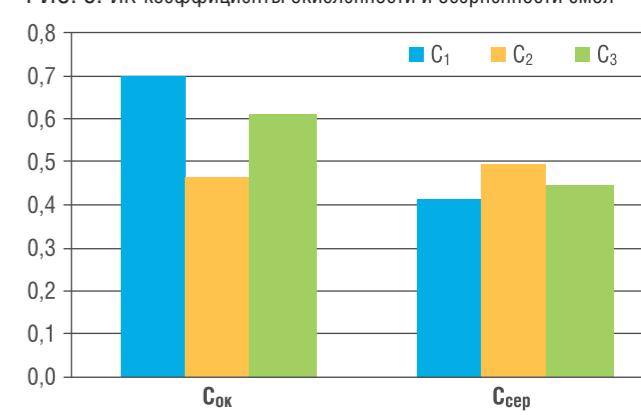


РИС. 5. ИК-коэффициенты окисленности и осиренности смол



ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ – приоритетная задача современной нефтегазопереработки

ВОПРОСЫ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ЯВЛЯЮТСЯ ПРИОРИТЕТНЫМИ ДЛЯ СОВРЕМЕННОЙ НЕФТЬЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ТРАНСПОРТА И ДРУГИХ ОТРАСЛЕЙ. ОСОБЕННО ВАЖНО ЭТО СТАЛО В РАМКАХ НОВОЙ КЛИМАТИЧЕСКОЙ ПОВЕСТКИ, НАПРАВЛЕННОЙ НА СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ПРОДУКТАМИ СГОРАНИЯ УГЛЕРОДСОДЕРЖАЩИХ ТОПЛИВ. ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НПЗ ИСПОЛЬЗУЕТСЯ КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД, ОСНОВАННЫЙ НА ПРИМЕНЕНИИ ЦЕЛОГО НАБОРА ОПТИМИЗАЦИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING ARE PRIORITIES FOR MODERN TRANSPORT, OIL AND OTHER INDUSTRIES. THIS HAS BECOME ESPECIALLY IMPORTANT WITHIN THE FRAMEWORK OF THE NEW CLIMATE AGENDA AIMED AT REDUCING AIR POLLUTION FROM THE COMBUSTION OF CARBON FUELS. TO IMPROVE THE ENERGY EFFICIENCY OF THE REFINERY AN INTEGRATED APPROACH IS USED, WHICH BASED ON THE APPLICATION OF A WHOLE RANGE OF OPTIMIZATION MEASURES

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосбережение, энергоносители.

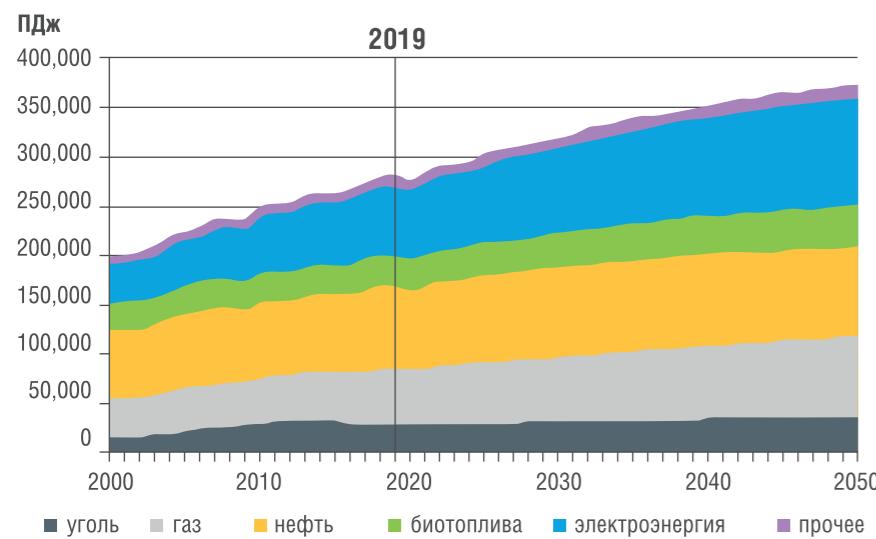
Глаголева
Ольга Федоровна

профессор кафедры
технологии переработки нефти
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,
профессор, д.т.н.

Пискунов
Иван Васильевич

главный специалист
«Лукойл-Нижегородниинефтепроект»,
к.т.н.

РИС. 1. Прогноз мирового энергопотребления [1]



УДК 620.9

ТАБЛИЦА 1. Энергетические эквиваленты горючих ископаемых

Вид горючего ископаемого	Удельная энергоемкость, Q, ГДж/т	Условное топливо (у.т.), т/т	Нефтяной эквивалент (н.э.), т/т
Уголь каменный	27,6	0,95	0,66
Уголь бурый	13,8	0,47	0,54
Нефть	41,9	1,44	1,0
Природный газ	37,7 ГДж/1000 м ³	1,3т/1000 м ³	0,9т/1000 м ³
Условное топливо	29,0	1,00	0,70

энергетических ресурсов без ущерба для основной функции их применения. На сегодняшний день энергосбережение характеризуется понятийным аппаратом, приведенным в главном Федеральном законе «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» № 261-ФЗ от 23.11.2009.

Поскольку в качестве основных источников энергии в большинстве случаев используются различные горючие ископаемые (при этом в разных странах преобладают те или иные, в зависимости от того, кто чем располагает), то для оценки потребления энергии в общем хозяйстве (в промышленном, бытовом секторе и др.) введены понятия условное топливо (у.т.) и нефтяной эквивалент (н.э.). Все источники энергии оцениваются величиной удельной энергоемкости, или калорийности (таблица 1).

Условное топливо – это усредненное топливо с удельной энергоемкостью 29 ГДж/т, что сопоставимо с теплотой сгорания каменного угля или нефтяного кокса.

Безусловно, особое положение занимает ядерная энергия, которая значительно эффективнее всех основных источников: 1 кг урана-235 имеет теплотворную способность в 3 млн раз выше, чем 1 кг у.т. Однако атомные электростанции требуют особых мер безопасности.

Более эффективен, чем все виды твердого углеродного топлива, а также нефти, природный газ, состоящий в основном из метана. Его удельная энергоемкость $Q = 52,6 \text{ ГДж/т}$. Большое внимание привлекает и водородная энергетика, не только как эффективная (Q водорода

«Энергосбережение России» на период 1998–2005 гг. определяющая основные направления и пути решения задач энергосбережения, где особое внимание уделяется проблемам топливно-энергетического комплекса. Нефтеперерабатывающие предприятия, как составная часть ТЭК, являются крупнейшими потребителями тепловой, электрической и топливной энергии. Вместе с ТЭК, на который приходится 45% потребления энергии, распределение энергии по отраслям следующее: коммунально-бытовой сектор – 23%, промышленность и строительство – 20%, транспорт – 10% [5].

Основные общие принципы энергосбережения:

- использование альтернативных возобновляемых источников энергии,
- использование вторичных энергетических ресурсов,
- применение неэнергоемких технологий и оборудования,
- принятие мер по рациональному использованию имеющихся энергоресурсов,
- проведение оценки экономической целесообразности применения любых энергосберегающих технологий и решений,
- повышение эффективности электростанций, потребляющих различные виды энергоносителей.

Согласно оценке Европейской комиссии, строительство новых эффективных ТЭЦ и повышение эффективности большинства действующих ТЭЦ до среднего КПД в 51,5% в 2020 году приведет к уменьшению годового потребления 15 млрд м³ природного газа и 25 млн тонн угля.

Топливно-энергетические ресурсы относятся к одной из основных статей расходов на предприятиях нефтегазопереработки. Порядка 68% энергоресурсов в нефтепереработке потребляется в качестве топлива, 26% – теплоэнергии и 7% – электроэнергии. В нефтехимии доля топлива и теплоэнергии составляет соответственно 42 и 46%.

При этом наиболее энергоемкими объектами являются технологические установки. Только потребление прямого

топлива достигает 6–8 % (масс.) на перерабатываемую нефть. Уровень полезного использования потребляемых НПЗ энергоресурсов составляет 23–26%, а 74–77% теряется (14–16% с дымовыми газами, 48–52% с охлаждающей водой и воздухом и 8–12% в окружающую среду) [5, 6]. Поэтому многие заводы ставят своей целью снижение себестоимости продукта путем уменьшения расходов энергоносителей.

Анализ величины потерь от различного вида оборудования на нефтеперерабатывающем заводе показывает, что наибольшими потерями характеризуется трубчатая печь. Совершенно ясно, что основной потенциал экономии (90%) заключается в самих технологических процессах, особенно в схеме рекуперации тепла. В целом модернизацию, направленную на повышение энергетической эффективности, на энергосбережение, следует начинать с реакторной системы, системы разделения и системы теплообмена. Правильное проектирование схемы рекуперации тепла позволяет значительно снизить нагрузку на печи, паровые подогреватели, а также водяные и воздушные холодильники. За счет этого снижение потребления энергоносителей может составить 10–20% (а в отдельных случаях – до 40–50%) от начального энергопотребления [6].

Снизить общие потери энергии позволяет совмещение технологических установок. Здесь следует отметить отечественные разработки в области создания базовых проектов комбинированных установок нового поколения.

Такой подход позволяет повысить

эффективность использования топливно-энергетических ресурсов. Укрупненные и особенно мощные комбинированные установки, сочетающие несколько технологических процессов, исключают ряд повторных нагревов и охлаждений промежуточных фракций и продуктов.

В СССР еще в 70–80-е годы в связи с увеличивающейся мощностью нефтеперерабатывающих заводов и в целях снижения удельных капитальных и эксплуатационных затрат начали строить и вводить в эксплуатацию более мощные, укрупненные и комбинированные нефтеперерабатывающие установки. В результате увеличения мощности установки только в два раза, укрупнения основного оборудования и применения нового принципа компоновки удельные капиталовложения уменьшились на 30%, а эксплуатационные затраты – на 28%.

Например, на Омском НПЗ – крупнейшем производственном комплексе по объему производства, набору процессов и техническому оснащению – только тепловая мощность технологических трубчатых печей (крупнейших потребителей энергии на НПЗ) превышает суммарную мощность крупной ТЭЦ, обеспечивающей производство на предприятии.

23 июля 2020 года президент России Владимир Путин по видеосвязи дал старт работе нового комплекса «Евро+» Московского нефтеперерабатывающего завода компании «Газпром нефть» [7]. Масштабный инфраструктурный проект, высокотехнологичный комплекс переработки нефти

«Евро+» заменит сразу пять установок предыдущего поколения. Фактически на месте завода строится новое производство. Из эксплуатации последовательно выводятся устаревшие производственные объекты и запускаются новые промышленные комплексы.

Работа комплекса контролируется в режиме реального времени. Для этого создана единая цифровая 3D-модель «Евро+», с помощью которой доступ к инженерным данным можно получить за несколько секунд. Установлено 15 тыс. датчиков и контрольно-измерительных приборов. Благодаря «Евро+» Московский НПЗ улучшит показатели энергoeffективности, повысит объем и глубину нефтепереработки, увеличит выход светлых нефтепродуктов, при этом значительно сократив воздействие на окружающую среду.

Комплекс сочетает современные технологии переработки нефти, один из самых высоких в отрасли уровней автоматизации, а также инновационные цифровые решения. При создании комплекса учитывались и все возможные способы энергосбережения [7].

Большое внимание энергoeffективности и энергоменеджменту уделяется и на предприятиях ПАО «ЛУКОЙЛ». Для стандартизации управлеченческих решений в области энергосбережения 10 апреля 2013 г. было принято решение о проведении сертификации на соответствие требованиям ISO 50001:2011 [5].

Применительно ко всем предприятиям нефтегазопереработки и нефтехимии для увеличения эффективности и энергосбережения уже работающих и строящихся установок необходима разработка способов сокращения энергозатрат. Экономия энергоносителей может быть достигнута следующими основными способами:

- оптимизацией системы теплообмена;
- вовлечением в рекуперацию максимального количества основных технологических и вспомогательных потоков;
- использованием высокоэффективных теплообменных аппаратов, прежде всего трубчатых печей.

Сравнивать оценки энергoeffективности можно, основываясь на принципах пинч-анализа (*pinch англ. – сжатие, сужение*). Пинч-анализ – это методология минимизации потребления энергии процессов путем расчета необходимого минимума потребления энергии и его достижения через оптимизацию схемы рекуперации тепла, а также методов подвода энергии. Пинч-анализ также известен как процесс интеграции – тепловая интеграция, энергетическая интеграция, или пинч-технология [8, 9].

Следует подчеркнуть, что в бесперебойной работе печи, теплообменного и другого оборудования, повышении эффективности тепло- и массообмена (и соответственно энергосбережения) большую роль играет коллоидное состояние сырья и продуктов, особенно тяжелых фракций и остатков – концентратов смолисто-асфальтеновых веществ (САВ). Для обеспечения однородности и устойчивости к осаждению САВ в неподвижную фазу с последующим превращением их в кокс и соответственно загрязнением внутренней поверхности труб теплообменников, печи (с последующим их закоксовыванием), необходимо заранее регулировать агрегативную и кинетическую устойчивость сырья, что позволяет продлить работу теплообменных аппаратов, увеличить межремонтный пробег, избежать аварийной остановки как отдельных аппаратов, так и установки в целом. Такое однородное, устойчивое

состояние сырья положительно влияет и на технологический режим процессов, и на качество конечной продукции [10, 11, 12].

Итак, в заключение можно сформулировать следующие основные способы энергосбережения.

1. Подготовка сырья путем различных внешних воздействий, прежде всего оптимального смешения соответствующих компонентов для достижения максимальной однородности смеси, что позволит повысить эффективность нагрева и продлить срок службы нагревательной аппаратуры без заметного ее закоксовывания.
2. Снижение времени прохождения сырья через змеевики печи, что уменьшает расход топлива.
3. Применение современного эффективного неразрушающего гидромеханического способа очистки труб печи (как внутри, так и снаружи).
4. Снижение потерь тепла с дымовыми газами и газами регенерации катализаторов.
5. Предварительный подогрев воздуха горения для печей и для регенерации катализаторов.
6. Снижение теплопотерь от стенок технологических аппаратов (печей, реакторов и др.) в окружающую среду.
7. Совершенствование конструкции теплообменников и реакторов, форсунок ввода сырья в узлы его смешения с катализатором, а также жидкого топлива в форсунки печей.
8. Улучшение рекуперации тепла потоков ректификационной колонны.
9. Минимизация потребления энергии процессов путем расчета необходимого минимума ее потребления и его достижения через оптимизацию схемы рекуперации тепла, а также методов подвода энергии.

Все эти меры актуальны как для предприятий нефтепереработки, так и газопереработки и нефтехимии. В каждом конкретном случае нужно находить наиболее подходящие способы сбережения энергии. Опытные специалисты, знающие все узлы установки, в этом отношении играют решающую роль. Россия имеет значительный потенциал для

повышения энергоэффективности промышленных установок.

В соответствии с современными тенденциями спрос на нефть, газ и уголь будет через некоторое время постепенно сокращаться, но спрос на сырье нефтехимического синтеза и продукты (этилен, пропилен, ароматические углеводороды, аммиак, метанол и др.) будет только расти. Таким образом, химизация обеспечит углеводородному сырью достаточно стабильный спрос на ближайшие 30 лет.

В любом случае в производстве продуктов переработки нефтяного, газового и нефтехимического сырья сбережение энергии будет оставаться одной из важнейших задач повышения эффективности предприятий нефтегазохимической промышленности. ●

Литература

1. BloombergNEF. New Energy Outlook2020. <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>
2. E.Kalinenko A journey down the stream // Hydrocarbon Engineering. – 2020. – N 11, V. 25. – pp. 12–18.
3. Пискунов И.В. Перспективы развития водородной энергетики и транспорта // Нефть. Газ. Новости. – 2020. – № 4 (233). – С. 18–21.
4. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. Институт энергетических исследований РАН. Аналитический центр при правительстве РФ. 2014 г. <https://ac.gov.ru/files/publication/a/2194.pdf>
5. Усманов М.Р., Подвинцов И.Б., Гималетдинов Р.Р. Повышение производительности и эффективности производственных активов. Технологическая поддержка предприятий нефтепереработки, нефтехимии и газопереработки. – СПб.: Питер, 2018. – 304 с.
6. Капустин В.М., Рудин М.Г., Кукес С.Г. Справочник нефтепереработчика. – М.: Химия, 2018. – 416 с.
7. Комбинированная установка переработки нефти ЕВРО+ запущена на МНПЗ <https://pronprz.ru/ustanovki/mprz-euro-plus.html>
8. Jiří Jaromír Klemeš, Petar Sabej Varbanov, Sharifah Rafida Wan Wan Alwi, Zainuddin Abdul Manan. Process Integration and Intensification: Saving Energy, Water and Resources. – Walter de Gruyter GmbH & Co KG, 2014-05-26. – 268 с. – ISBN 9783110306859.
9. Яцкевич Г., Трибелеустов Р., Вахрушин П. Энергоэффективное проектирование. Оптимизация рекуперации тепла установки ЭЛОУ-АТ // Oil & gas Journal Russia. – 2016. – № 12. – С. 68–72.
10. Глаголова О.Ф., Капустин В.М., Пискунов И.В., Усманов М.Р. Регулирование агрегативной устойчивости сырьевых смесей и товарных нефтепродуктов (обзор) // Нефтехимия. – 2020, – т. 60, № 5, – с. 577–585.
11. Глаголова О.Ф. Капустин В.М. Повышение эффективности процессов подготовки и переработки нефти (обзор) // Нефтехимия. – 2020, – т. 60, № 6, – с. 745–754.
12. Бейлина Н.Ю., Глаголова О.Ф. Опыт использования смесевого сырья для получения коксов улучшенной структуры // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2020. – № 5. – С. 6–10.

KEYWORDS: energy efficiency, energy saving, energy carriers.



ОПТИМИЗАЦИЯ ПОЛУЧЕНИЯ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ на НПЗ топливного профиля

Кузьмина Раиса Ивановна

ФГБОУ ВО Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского, зав. кафедрой химической технологии и техногенной безопасности, профессор, д.х.н.

Заикин Михаил Алексеевич

ООО «НОВАТЭК – Усть-Луга», ведущий инженер, к.х.н.

Давыдов Владислав Олегович

студент кафедры химической технологии и техногенной безопасности, ФГБОУ ВО Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского

Кузнецов Юрий Викторович

главный инженер
ПАО «Саратовский НПЗ»

Зенюков Михаил Александрович

главный технолог
ПАО «Саратовский НПЗ»



В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВОЗМОЖНЫЙ СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОЛИ ВЫХОДА ТОВАРНОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПОСЛЕ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ. АВТОРАМИ ПРЕДЛОЖЕНО ПРОВЕСТИ ВОЗМОЖНОЕ ПОВЫШЕНИЕ 95 % ТОЧКИ ОТГОНА ТЯЖЕЛЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ С СОБЛЮДЕНИЕМ ТРЕБОВАНИЙ ПО ФРАКЦИОННОМУ СОСТАВУ В ГИДРООЧИЩЕННОМ ДИЗЕЛЬНОМ ТОПЛИВЕ. ЗАПАС ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ 95 % ТОЧКИ ОТГОНА ОБУСЛОВЛЕН ПРОВЕДЕНИЕМ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ С ПРОТЕКАНИЕМ ПОБОЧНЫХ РЕАКЦИЙ

THE ARTICLE DEALS WITH THE POSSIBLE WAY TO INCREASE THE RELEASE FRACTION OF THE MARKETABLE DIESEL FUEL AFTER THE INSTALLATION OF PRIMARY OIL PROCESSING. THE AUTHORS SUGGEST PERFORMING THE POSSIBLE 95 % INCREASE OF THE POINT OF DISTILLATION OF HEAVY DIESEL FRACTIONS WHILE FULFILLING THE REQUIREMENTS REGARDING THE FRACTION COMPOSITION OF THE HYDROTREATED DIESEL OIL. THE RESERVE FOR THE 95 % INCREASE OF THE POINT OF DISTILLATION IS BASED ON PERFORMANCE OF THE HYDROTREATMENT PROCESS WITH CONCURRENT REACTIONS

Ключевые слова: гидроочистка средних дистиллятов, фракционный состав дизельного топлива, депрессорно-диспергирующая присадка, депарафинизация топлив.

ФАКТЫ

10 мг/кг

максимальная
массовая доля серы –
основной критерий
экологического
класса К5

Выпуск современных дизельных топлив на нефтеперерабатывающих предприятиях осуществляется в соответствии с межгосударственным стандартом ГОСТ 32511-2013 [1]. Основным критерием экологического класса К5 является массовая доля серы – не более 10 мг/кг, что достигается применением современных катализаторов гидроочистки ДТ, обеспечением необходимого давления, температуры, кратности циркуляции и объемной скорости подачи сырья на установках гидроочистки дистиллятных топлив. Типовые условия процесса гидроочистки дизельных топлив:

- кратность циркуляции нм^3 (водород)/ нм^3 (сырье) не менее 250;
- температура на входе в реактор ГО 340–380 °C;
- давление на входе в реактор ГО 33–37 кгс/см².

Технологические параметры зависят от аппаратурного оформления конкретного объекта, активности каталитической системы и присутствия в сырье компонентов термодеструктивных процессов.

При этом повышение выработки прямогонных дизельных топлив на установках первичной переработки может достигаться изменением фракционного состава вовлекаемых в компаундингование фракций. Согласно опубликованным ранее данным [2], основным показателем прямогонных дизельных фракций, ограничивающим фракционный состав, является 95 % об. перегоняется при температуре не выше 360 °C. При сокращении запаса качества по фракционному составу прямогонного дизельного производится максимизация выработки товарного дизельного топлива на НПЗ и повышение эффективности предприятия в целом. Показатель 95 %, точка отгона прямогонной дизельной фракции установки первичной переработки нефти, может быть установлен в интервале 363–364 °C, для соблюдения требования фракционного состава по ГОСТ 32511-2013.

При этом утяжеление прямогонных фракций приводит к увеличению доли парафиновых углеводородов нормального строения, оказывающих значительное влияние на низкотемпературные свойства топлива.

Одним из способов повышения предельной температуры фильтруемости топлива (ПТФ) и его седиментационной устойчивости является применение депрессорно-диспергирующей присадки (ДДП). Дизельные фракции вторичных процессов содержат в основном углеводороды ароматического, нафтенового или изомерного строения. Дизельные фракции установок первичного разделения содержат достаточно большое количество н-парафинов, распределение которых зависит от качества разделения на основной ректификационной колонне установки АВТ. В таблице 1 приведено содержание парафино-нафтеновых углеводородов в дизельных фракциях типовой установки АВТ при переработке 73,1 % нефти марки Urals, 2,7 % нефти с содержанием 55 % «светлых» фракций, 24,2 % легкой нефти с содержанием 72 % «светлых» фракций. Данные получены на реально действующем объекте в период проведения сбора исходных данных [2].

Как видно из таблицы 1, керосиновая фракция содержит больше всего парафиновых углеводородов, однако они представлены низкомолекулярными соединениями до C₁₇. Самое большое содержание высокомолекулярных углеводородов распределено во фракциях тяжелых дизельных топлив атмосферного и вакуумного блоков. Именно эти молекулы и обуславливают плохие низкотемпературные свойства и приводят к расслоению топлива.

ТАБЛИЦА 1. Распределение парафино-нафтеновых углеводородов

№ п/п	Наименование показателя	Метод испытания	Результат испытаний			
			Керосиновая фракция	Легкая дизельная фракция блока АТ	Тяжелая дизельная фракция блока АТ	Тяжелая дизельная фракция блока ВТ
1	Плотность при 15 °C, кг/м³	ASTM D 4052 EN 23015 ГОСТ Р ЕН ISO 3405	813,5	846,7	861,6	885,6
2	Температура помутнения, °C		-40	-5	+10	+15
3	Фракционный состав, %об.		-	-	-	-
4	Начало кипения		169	203	215	284
5	5 %		183	240	262	306
6	50 %		222	295	329	349
7	95 %		256	320	350	376
8	Общее содержание н-парафинов, % масс.		31,97	22,28	11,85	14,98
9	Количество атомов углерода до C ₁₂		13,47	1,48	0,71	0,1
10	Количество атомов углерода C ₁₂ –C ₁₇		16,23	10,68	3,47	1,47
11	Количество атомов углерода C ₁₈ –C ₂₂		1,65	9,44	15,41	8,25
12	Количество атомов углерода C ₂₃ –C ₂₈		0,98	1,87	4,43	7,67
13	Количество атомов углерода более C ₁₈		2,27	10,12	7,67	13,41

В таблице 2 приведены основные параметры парафиновых углеводородов [3].

При этом, как показывают проведенные опытно-промышленные испытания [2], наблюдается наибольшая эффективность депрессорной присадки при введении ее к дизельному топливу, содержащему большее количество тяжелого дизельного топлива вакуумного блока, нежели тяжелого топлива блока АТ. Данный факт может быть объяснен большей реакционной способностью активного компонента депрессорной присадки с молекулами C₂₃₊, содержащиеся в данной фракции [4].

Альтернативными методами повышения низкотемпературных свойств дизельных топлив являются процессы депарафинизации и изодепарафинизации, проводимые на цеолитных катализаторах и имеющие схожие технологические параметры и аппаратурную схему оформления с процессом гидроочистки. Процесс изомерной депарафинизации в настоящее время пользуется все большей популярностью, т.к. позволяет получать



ФАКТЫ

95 % 00.

перегоняемые при температуре не выше 360 °C являются основным показателем прямогонных дизельных фракций, ограничивающим фракционный состав

более высококачественные топлива. Однако в обоих случаях протекает побочная реакция крекинга с образованием углеводородных газов, снижающая выход дизельного топлива, что приводит к снижению товарной продукции и, соответственно, прибыли.

Особенностью процесса изодепарафинизации является протекание реакции на бифункциональных катализаторах, где в качестве кислотного центра выступает цеолитный носитель, а в качестве металлического центра – нанесенные гидрирующие/дегидрирующие металлы [5]. Основными лицензиарами данных технологий являются компании Axens с катализатором компании Clariant, компании Shell Global Solutions с катализаторами компании Criterion Catalysts&Technologies (Criterion), технологии и катализаторы компании Exxon Mobil, катализаторы и технологическое оформление компании Haldor Topsoe.

Отечественным катализатором, который ранее эксплуатировался на заводе стабилизации конденсата ООО «Сургутгазпром» (построен по проекту ООО «Ленгипронефтехим»), является катализатор СГК-1, разработанный АО «ВНИИ НП». В настоящий момент права на катализатор принадлежат АО «АЗКиОС» [6].

ТАБЛИЦА 2. Основные параметры парафиновых углеводородов

УВ	Молекулярная масса	Температура		Кинематическая вязкость, сСт	
		плавления	кипения	50 °C	100 °C
C ₁₄ H ₃₀	198,41	5,5	253,6	–	–
C ₁₅ H ₃₂	212,44	9,81	270,6	–	–
C ₁₆ H ₃₄	226,46	18,14	286,1	2,44	1,26
C ₁₇ H ₃₆	240,48	21,72	306,7	2,8	1,40
C ₁₈ H ₃₈	254,50	28,0	317,5	3,07	–
C ₁₉ H ₄₀	268,53	32,0	331,7	–	–
C ₂₀ H ₄₂	282,56	36,6	345,3	–	–
C ₂₁ H ₄₄	296,58	40,3	358,4	4,65	2,07
C ₂₂ H ₄₆	310,61	44,5	370,8	–	–
C ₂₃ H ₄₈	324,63	47,5	382,7	2,92 (90)	–
C ₂₄ H ₅₀	338,66	50,6	394,6	6,77	2,80
C ₂₅ H ₅₂	352,69	53,5	403	7,60	2,95
C ₂₆ H ₅₄	366,72	56,2	416	8,43	3,23
C ₂₇ H ₅₆	380,74	59,1	425	–	–
C ₂₈ H ₅₈	394,76	61,2	444	4,45 (90)	–
C ₂₉ H ₆₀	408,78	63,4	447	–	–
C ₃₀ H ₆₂	422,80	64,7	455	–	4,36
C ₃₁ H ₆₄	436,83	67,2	468	5,67 (90)	–
C ₃₂ H ₆₆	450,85	69,6	476	–	5,36
C ₃₃ H ₆₈	464,87	71,8	483	–	–
C ₃₄ H ₇₀	478,90	72,7	490	6,65 (90)	–
C ₃₅ H ₇₂	492,93	74,6	498	–	5,99
C ₃₆ H ₇₄	506,95	75,8	504	–	–
C ₃₇ H ₇₆	520,98	77,4	516	–	–
C ₃₈ H ₇₈	535,00	79,3	522	–	–
C ₃₉ H ₈₀	549,03	80,1	529	–	–
C ₄₀ H ₈₂	563,06	81,4	536	–	–

Таким образом, низкотемпературные свойства получаемого дизельного топлива зависят в первую очередь от углеводородных фракций, входящих в его состав, а также от аппаратурного оформления предприятия.

Выводы

С целью повышения эффективности работы НПЗ возможно утяжеление прямогонных дизельных фракций и повышение их качества с помощью применения депрессорно-диспергирующих присадок, либо с помощью включения в схему предприятия дополнительного процесса депарафинизации топлива. Выбор метода достижения соответствия качества топлива требованиям ГОСТ 32511-2013 индивидуален для каждого предприятия и определяется как технологическими ограничениями, так и экономическими особенностями. ●

Литература

1. ГОСТ 32511-2013 Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия. МГС. 2013. 20 с.
2. Кузнецов Ю.В., Зенюков М.А., Кузьмина Р.И., Заикин М.А., Давыдов В.О. Влияние процесса гидроочистки на фракционный состав дизельного топлива / Ю.В. Кузнецов, М.А. Зенюков,

ФАКТЫ

363-
364 °C

– интервал, в котором может быть установлен показатель 95 % для соблюдения требований фракционного состава по ГОСТ 32511-2013

Р.И. Кузьмина, М.А. Заикин, В.О. Давыдов // Научно-практическая конференция «Актуальные задачи нефтегазохимического комплекса» ОАО «ВНИПиНефть». – 2020. – С. 42–43.

3. Переверзев А.Н., Богданов Н.Ф., Рощин Ю.Н. Производство парафинов. – Москва, «Химия», 1973. – 224 с.

4. Гульяев С.В., Глазунов А.М., Дрогалев В.В., Агаев С.Г. Физико-химические свойства дизельных топлив Западной Сибири / С.В. Гульяев, А.М. Глазунов, В.В. Дрогалев, С.Г. Агаев // Новейшие технологические решения и оборудование: Материалы III общероссийской конференции. – Кисловодск, 2015.

5. Пат. RU 2 662 934 С1 Российская Федерация. Катализатор изодепарафинизации и способ получения низкозастывающих дизельных топлив с его использованием / Л.А. Красильникова, П.А. Гуляева, В.А. Хавкин, П.А. Никульшин, А.В. Андреева, Д.О. Кондрашев, А.В. Клейменов, Д.В. Храпов, А.П. Кубарев. – Заявка № 2017122923 от 27.06.2017; опубл. 31.07.2018, Бюл. №22. – 12 с.

6. Хавкин В.А. Отечественные технологии производства моторных топлив [Электронный ресурс] / В.А. Хавкин // Neftegaz.ru [Электронный ресурс]: Деловой журнал – 2013. – URL: <https://neftegaz.ru/science/petrochemistry/331918-otcheschestvennye-tehnologii-prizvodstva-motornykh-topliv> (дата обращения 29.12.2020).

KEYWORDS: hydrotreating of middle distillate, distillation of diesel, depressant-dispersing additive, dewaxing of diesel.

КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛЬ РАЗДЕЛЬНОЙ ГИДРООЧИСТКИ прямого дизельного топлива

АВТОРЫ СТАТЬИ ОБСУЖДАЮТ ОСОБЕННОСТИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПОСОБА ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА, ПРЕДВАРИТЕЛЬНО РАЗДЕЛЕННОГО НА ЛЕГКУЮ И ТЯЖЕЛУЮ ШИРОКИЕ ФРАКЦИИ, ПОЗВОЛЯЮЩЕГО РЕАЛИЗОВАТЬ ПРОЦЕСС С ЗАГРУЗКОЙ КАТАЛИЗАТОРА В 1,5–2 РАЗА МЕНЬШЕЙ ПО СРАВНЕНИЮ С ТРАДИЦИОННЫМИ СХЕМАМИ. РАССМОТРЕН ОРИГИНАЛЬНЫЙ МЕТОД ПРЕДСТАВЛЕНИЯ СЫРЬЯ ГИДРООЧИСТКИ КАК СОВОКУПНОСТИ УЗКИХ ФРАКЦИЙ, В КАЖДОЙ ИЗ КОТОРЫХ СУММА СЕРАОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕЙ РАССМАТРИВАЕТСЯ КАК ПСЕВДОКОМПОНЕНТ. ПРИВЕДЕНА МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГИДРООЧИСТКИ НА ОСНОВЕ ПСЕВДОКОМПОНЕНТОВ, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ АНАЛИТИЧЕСКИ ОПРЕДЕЛИТЬ ГРАНИЦУ ДЕЛЕНИЯ ИСХОДНОГО СЫРЬЯ НА ДВЕ ШИРОКИЕ ФРАКЦИИ, И РЯД ПРИМЕРОВ, ИЛЛЮСТРИРУЮЩИХ ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕЛИ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE DISCUSS THE SPECIAL FEATURES OF PROSPECTIVE WAY OF HYDROTREATMENT OF DIESEL FUEL PREVIOUSLY DIVIDED INTO LIGHT AND HEAVY WIDE FRACTIONS WHICH ALLOWS IMPLEMENTATION OF THE PROCESS WITH THE CATALYST CHARGE WHICH IS 1.5–2 TIMES LESS COMPARED TO TRADITIONAL SCHEMES. THE ORIGINAL METHOD OF IMAGING OF THE HYDROTREATMENT RAW MATERIALS AS THE COMBINATION OF NARROW FRACTION, IN EACH OF WHICH THE TOTAL OF ORGANOSULFUR MATTERS IS EXAMINED AS A PSEUDOCOMPONENT, IS EXAMINED. THE MATHEMATICAL MODEL OF HYDROTREATMENT BASED ON PSEUDOCOMPONENTS IS PROVIDED, WHICH ALLOWS ANALYTICALLY DETERMINING THE LIMIT OF DIVIDING THE BASIC RAW MATERIAL INTO TWO WIDE FRACTION, AS WELL AS THE RANGE OF EXAMPLES ILLUSTRATING THE POSSIBILITIES OF THE MODEL

Ключевые слова: гидроочистка, дизельное топливо, математическое моделирование, широкие фракции, сераорганический псевдокомпонент.

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

**Жилина
Валерия Анатольевна**
аспирант кафедры «Нефтехимия и химическая технология», Уфимский государственный нефтяной технический университет

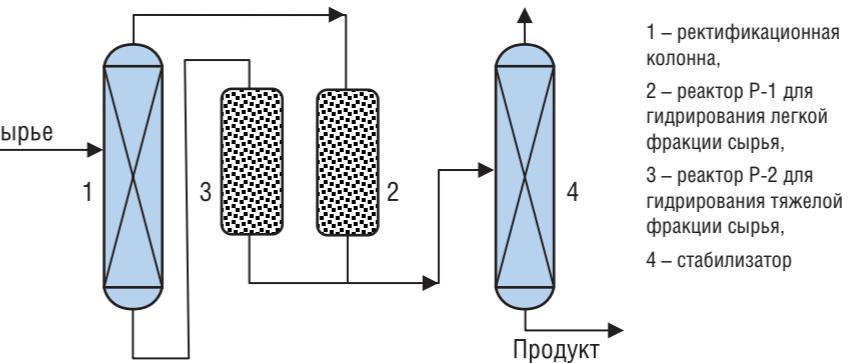
Дизельное топливо является одним из основных продуктов российского экспорта с направлением его в значительной мере в страны Европейского союза, предъявляющего ввиду ухудшения экологической ситуации в мире строгие требования к качеству товарной продукции по стандарту Евро. Согласно введенным в 2015 г. на территории ЕС стандарту Евро-6 и в Российской Федерации стандарту Евро-5, содержание сернистых соединений в дизельном топливе не должно превышать 10 ppm [1].

Пока требования к содержанию серы в товарной продукции были достаточно низкие, нужная глубина обессеривания по классической однореакторной схеме достигалась обычным варьированием параметров ведения процесса: повышением температуры на входе в реактор, уменьшением объемной скорости сырья, повышением давления в реакторе, увеличением кратности циркуляции водородсодержащего газа.

Математическая модель процесса учитывала кинетику гидроочистки по изменению концентрации общей серы в очищаемом продукте [2, 3]. По мере ужесточения требований по допустимому содержанию сернистых соединений в дизельном топливе сначала должное качество очистки обеспечивалось путем простого увеличения времени пребывания исходного сырья в реакторе за счет легко реализуемого монтажа двух или трех последовательно расположенных реакторов или разделением исходного сырья на два потока параллельно гидрируемых в двух реакторах [4], при этом с позиций химизма процесса гидродесульфурирования все рассмотренные схемы реакторного блока эквивалентны единичному крупногабаритному реактору гидроочистки и реализуют экстенсивный подход наращивания глубины очистки дизельного топлива за счет увеличения загрузки катализатора при прочих равных условиях [5].

УДК 665.658.62

РИС. 1. Компоновка реакторного блока с гидрированием сырья, предварительно разделенного на легкую и тяжелую фракции



- 1 – ректификационная колонна,
- 2 – реактор Р-1 для гидрирования легкой фракции сырья,
- 3 – реактор Р-2 для гидрирования тяжелой фракции сырья,
- 4 – стабилизатор

Наряду с этим возможен и испытан на пилотных установках интенсивный подход к решению задачи высококачественной гидроочистки топлив, заключающийся в предварительном фракционировании сырья на широкую легкую и тяжелую фракции, далее индивидуально гидрируемые в двух реакторах, что позволяло эмпирически подбирать лучший режим гидрирования каждой из широких фракций [6–8]. Однако выбор границы деления сырья на две фракции определялся только конкретной производственной ситуацией или достаточно произвольно и не мог найти четкого теоретического обоснования в связи с отсутствием математических моделей, описывающих процесс раздельного гидрирования широких фракций. Формирование этих моделей осложнялось отсутствием надежного описания гидрируемой сераорганики в исходном сырье, поскольку глубина гидрирования может лимитироваться как трудногидрируемыми, так и легкогидрируемыми сераорганическими примесями в зависимости от распределения их концентраций в гидрируемом сырье.

Первым направлением решения этой задачи является разработка кинетических моделей процесса для разных классов серосодержащих соединений и для сернистых соединений разной степени гидрируемости [9, 10]. Однако трудоемкость и затратность идентификации не только десятков индивидуальных серосодержащих соединений, но и многочисленных классов таких соединений, если учесть их низкое по отдельности содержание в исходном сырье, не позволяют досконально учесть все особенности химических превращений веществ.

Второе направление предлагает рассматривать отдельные классы сераорганических примесей в расчетах как псевдокомпоненты [11, 12], однако такой подход приемлем только при моделировании единичных реакторов или их последовательности, но не при раздельном гидрировании фракций исходного сырья, так как компоненты одного класса (т.е. один псевдокомпонент) могут оказаться размытыми по всему дизельному топливу [13]. Кроме того, решение задачи раздельного гидрирования практически удваивает объем предварительных экспериментов для определения состава сырья и физико-химических параметров, характеризующих гидроочистку.

Нами предложено при разработке компьютерной модели гидроочистки разделять сырье гидроочистки на несколько фракций, которые при реализации процесса

гидроочистки группируются в раздельно гидрируемые широкие легкую и тяжелую фракции, и совокупность сераорганических примесей по общей сере в каждой фракции рассматривать как условный псевдокомпонент [14]. Такой прием позволяет учитывать особенности кинетики реакций гидродесульфуризации в узких фракциях и существенно упростить стадию подготовительных лабораторных экспериментов для определения кинетических характеристик реакций гидродесульфуризации по общей сере для псевдокомпонентов по сравнению с представлением псевдокомпонентов как дополнительно выделенных из сырья конкретных классов сераорганических веществ.

В данной статье нами показано, каким образом влияет число узких фракций, на которое условно делится исходное сырье, и характер распределения сераорганических примесей (псевдокомпонентов) по узким фракциям сырья на выбор границы деления сырья на легкую и тяжелую фракции и загрузку катализатора в реакторы, необходимую для достижения заданной глубины гидроочистки. Задача решалась методом математического моделирования реакторного узла установки гидроочистки с раздельным гидрированием легкой и тяжелой фракций сырья (рисунок 1), контрольные расчеты также выполнялись для реализации

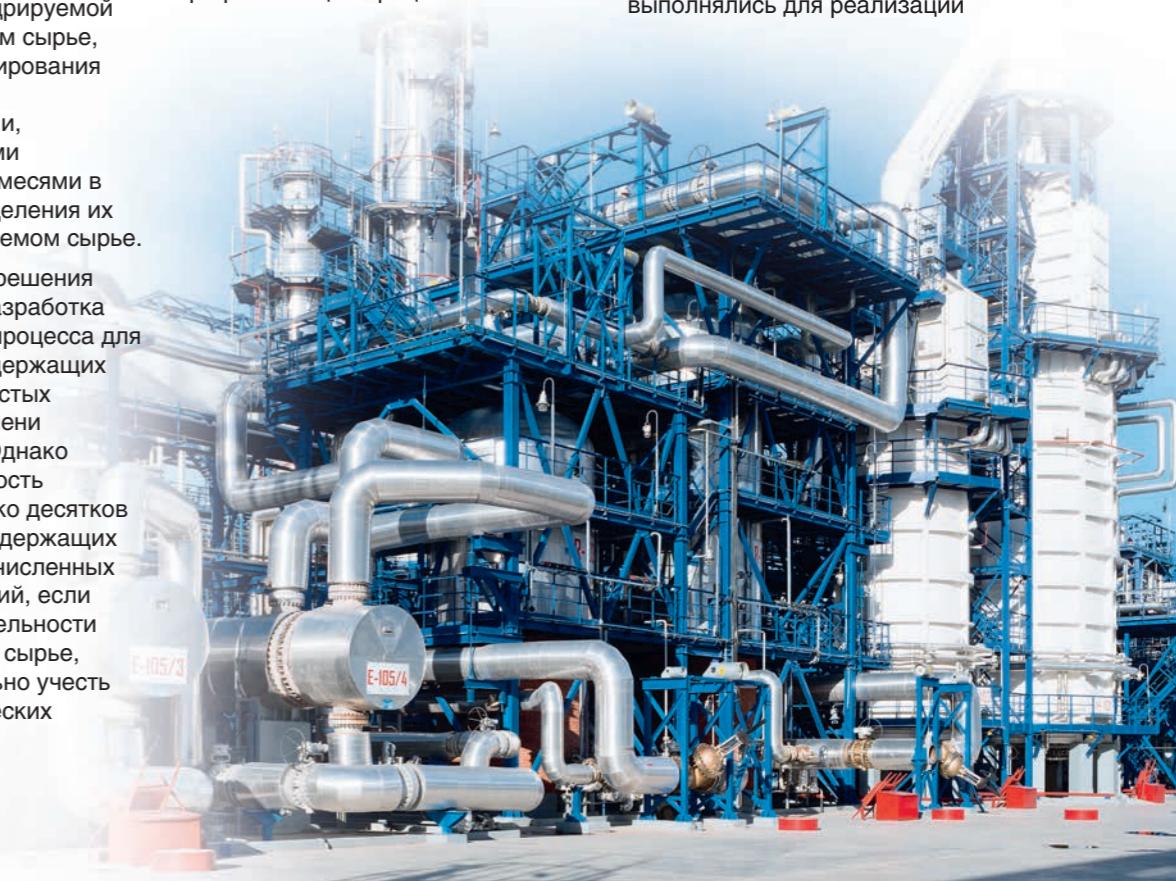


ТАБЛИЦА 1. Варианты распределения 16 узких фракций по реакторам Р-1 (легкая фракция сырья) и Р-2 (тяжелая фракция сырья)

Вариант	Ввод узких фракций в реакторы		Вариант	Ввод узких фракций в реакторы		Вариант	Ввод узких фракций в реакторы	
	P-1	P-2		P-1	P-2		P-1	P-2
1	1	2...16	6	1...6	7...16	11	1...11	12...16
2	1, 2	3...16	7	1...7	8...16	12	1...12	13...16
3	1...3	4...16	8	1...8	9...16	13	1...13	14...16
4	1...4	5...16	9	1...9	10...16	14	1...14	15, 16
5	1...5	6...16	10	1...10	11...16	15	1...15	16

процесса в единичном реакторе для сопоставления традиционной и новой схемы гидроочистки.

Основной математического моделирования служила разбивка ИТК сырьевой прямогонной дизельной фракции на N равных узких фракций, например, по 6,25 % об при N = 16, в каждой из которых сераорганика по общей сере рассматривалась как i-й псевдокомпонент.

В общем виде математическая модель гидроочистки дизельного топлива имеет следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dC_{S1}}{dt} &= -K_1 C_{S1} \\ \frac{dC_{S2}}{dt} &= -K_2 C_{S2} \\ &\vdots \\ \frac{dC_{Si}}{dt} &= -K_i dC_{Si} \\ &\vdots \\ \frac{dC_{SN}}{dt} &= -K_N dC_{SN} \end{aligned} \right\}$$

где C_{Si} и K_i – соответственно концентрация i-го сераорганического псевдокомпонента и эффективная константа скорости i-й реакции.

В качестве допущения при формировании математической модели было принято, что реакция гидродесульфирования

псевдокомпонентов описывается как изотермическая реакция первого порядка, протекающая в реакторе с гидродинамикой идеального вытеснения при постоянстве прочих параметров (расход сырья, давление, температура, расход водородсодержащего газа, активность катализатора и удельный объемный расход сырья по отношению к объему катализатора), что обеспечивало корректное сопоставление между собой результатов расчета при достаточно произвольном варьировании числа узких фракций и распределения серы между ними.

Математическая модель легко адаптируется под любое сырье при изменении его состава по общей сере заданием ее концентрации в соответствующем псевдокомпоненте по фактическим аналитическим данным или функцией распределения серы по псевдокомпонентам сырья при решении аналитических задач.

В соответствии с постановкой задачи исследования в настоящей работе был исследован ряд гипотетических вариантов распределения общей серы по 16 псевдокомпонентам в пределах от 1000 ppm до 35000 ppm (таблица 2, рисунок 2), характеризующих распространенные распределения: нелинейные с экстремумом типа максимум (варианты 1–3), нелинейное возрастающее (вариант 4), нелинейное с экстремумом типа минимум (вариант 5). При расчете концентрации общей серы для i-го псевдокомпонента в уравнениях использовалась величина G_i – доля совокупно отобранных узких фракций от первой по i-ю в процентах.

Численные значения эффективных констант скорости реакции для 16 узких фракций псевдокомпонентов приняты в порядке убывания

ТАБЛИЦА 2. Характеристика модельного сырья по распределению содержания общей серы в псевдокомпонентах

Номер варианта сырья	Формула для расчета концентрации общей серы в i-м псевдокомпоненте	Диапазон концентраций серы, ppm	Средняя концентрация серы, ppm
1	S=2000+720·G _i -8,2·G _i ² +0,009·G _i ³	1000–18625	12841
2	S=5000+800·G _i -8·G _i ²	5000–25000	18281
3	S=15000+300·G _i -4·G _i ²	5000–20625	16328
4	S=15000-100·G _i +3·G _i ²	14180–35000	20645
5	S=15000-300·G _i +3·G _i ²	7500–15000	10020

от 16 ч⁻¹ для 1-й узкой фракции с легкогидрируемыми серосодержащими соединениями до 1 ч⁻¹ для 16-й узкой фракции с трудногидрируемыми серосодержащими соединениями, что также отражает лимитирующий характер реакций последних на основе данных [8]. В случае разделения сырья на 4 и 8 фракций псевдокомпонентов для каждой фракции принималось наименьшее значение константы скорости из составляющих ее узких фракций.

В качестве критерия оптимальности был выбран минимальный суммарный объем загружаемого катализатора для обеспечения глубины очистки 100 м³/ч сырья до уровня $C_{\text{дол}} = 10$ ppm.

Всего было выполнено по 25 вариантов расчета двухреакторного блока процесса гидроочистки для каждого из 5 вариантов состава исходного сырья по общей сере. В связи с большим массивом результатов моделирования в табл. 3 приведены только итоговые расчетные загрузки катализатора для двухреакторной схемы с раздельным гидрированием широких фракций и для единичного реактора.

Во всех 125 вариантах расчета загрузка катализатора в два реактора была в 1,5–2 раза меньше, чем при гидроочистке всего сырья в одном реакторе (табл. 3).

В качестве примера на рис. 3 приведены гистограммы, характеризующие распределение катализатора по реакторам Р-1 и Р-2 для четырех узких фракций при различной границе деления сырья по реакторам и вариантах распределения серы № 1 и № 4, при которых в сырье гидроочистки содержание трудногидрируемых сераорганических компонентов является наименьшим (1000–11000 ppm в № 1) и наибольшим (26000–35000 ppm в № 4).

Для анализируемой двухреакторной схеме гидроочистки за счет разного расхода легкой и тяжелой фракций, загружаемых в реакторы Р-1 и Р-2, целесообразно большую легкогидрируемую часть сырья с преобладанием соответствующих псевдокомпонентов очистить до необходимой глубины в реакторе Р-1 на небольшой загрузке катализатора, а меньшую

РИС. 2. Распределение общей серы в сырье гидроочистки

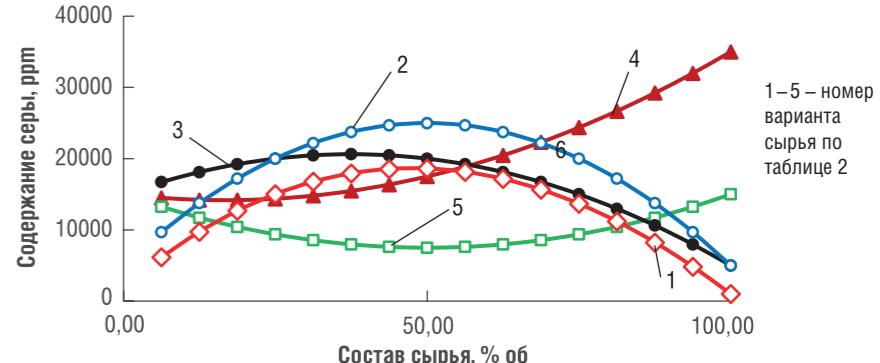
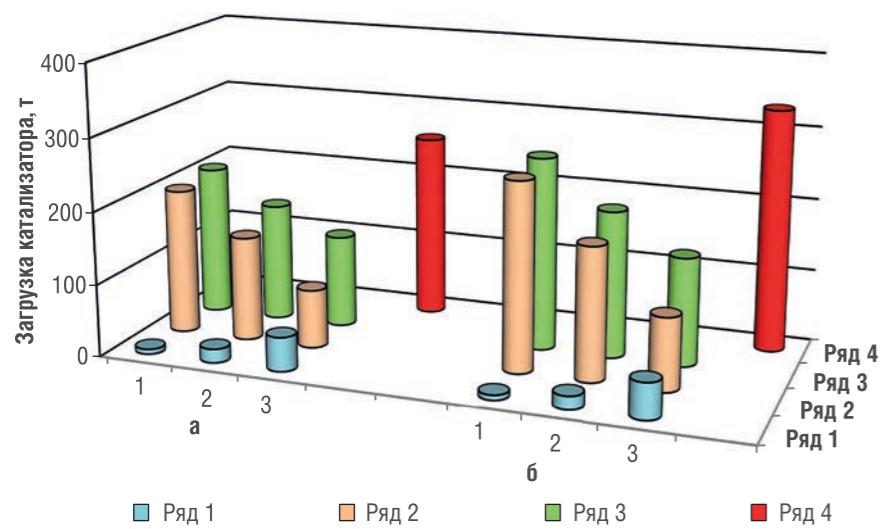


ТАБЛИЦА 3. Сводные данные по зависимости суммарной загрузки катализатора в два реактора для различных вариантов распределения общей серы

Количество узких фракций (псевдокомпонентов) в сырье	Распределение узких фракций по реакторам Р-1 и Р-2	Суммарная загрузка катализатора в двух реакторах, м ³ , при вариантах распределения общей серы				
		Вариант №1: S=2000+720·G _i -8,2·G _i ² +0,009·G _i ³	Вариант №2: S=5000+800·G _i -8·G _i ²	Вариант №3: S=15000+300·G _i -4·G _i ²	Вариант №4: S=15000-100·G _i +3·G _i ²	Вариант №5: S=15000-300·G _i +3·G _i ²
16	1/2...16	92,3	165,9	166,0	257,0	217,3
	1, 2/3...16	90,7	159,4	159,5	244,4	207,3
	1...3/4...16	88,9	152,8	152,9	231,5	197,0
	1...4/5...16	87,1	146,1	146,1	218,6	186,5
	1...5/6...16	85,2	139,4	139,3	205,6	175,9
	1...6/7...16	83,3	132,7	132,5	192,6	165,1
	1...7/8...16	81,4	126,1	125,7	179,8	154,4
	1...8/9...16	79,6	119,6	119,0	167,1	143,7
	1...9/10...16	78,0	113,4	112,5	154,9	133,2
	1...10/11...16	76,8	107,6	106,4	143,3	123,3
	1...11/12...16	76,2	102,6	101,0	132,9	114,3
	1...12/13...16	76,6	99,0	96,9	124,7	107,0
	1...13/14...16	78,9	97,9	95,0	120,4	103,0
	1...14/15, 16	84,5	101,7	98,0	124,7	106,1
	1...15/16	96,3	117,4	112,8	151,2	128,0
	1...16 в Р-1	96,9	172,3	172,2	269,4	227,0
8	1/2...8	166,1	206,5	201,2	272,9	235,1
	1, 2/3...8	152,1	186,9	182,4	243,6	210,9
	1...3/4...8	138,1	167,4	163,3	214,1	186,2
	1...4/5...8	124,5	148,3	144,7	185,2	161,5
	1...5/6...8	112,2	130,9	127,4	158,3	138,1
	1...6/7...8	103,7	117,9	114,2	137,6	119,7
	1...7/8	107,5	120,0	115,3	138,0	119,2
	1...8 в Р-1	179,9	225,9	219,7	301,8	258,6
4	1/2...4	207,4	229,8	221,7	266,9	233,2
	1, 2/3...4	162,8	178,4	172,4	202,0	177,9
	1...3/4	127,8	137,7	132,9	149,6	131,5
	1...4 в Р-1	253,1	282,6	271,5	332,2	287,6

РИС. 3. Загрузка катализатора в реакторы для сырья с распределением серы №1 (а) и №4 (б) для двухреакторных однореакторных схем (ряд 1 – Р-1, ряд 2 – Р-2, ряд 3 – (Р-1 + Р-2), ряд 4 – единичный реактор) при различной границе деления широких фракций сырья по реакторам Р-1 и Р-2 с учетом подачи в них узких фракций: 1 – $(1)/(2,3,4)$, 2 – $(1,2)/(3,4)$, 3 – $(1,2,3_1)$



трудногидрируемую часть сырья очистить до необходимой глубины в реакторе Р-2 на большей загрузке катализатора, что в итоге обеспечивает снижение суммарного объема загружаемого в оба реактора катализатора.

Более того, при увеличении числа псевдокомпонентов наблюдается характерное их распределение по реакторам и, соответственно, эквивалентная этому распределению граница деления широких легкой и тяжелой фракций сырья, при которой процесс гидроочистки может быть реализован с минимизацией загрузки катализатора в оба реактора. Так, для варианта сырья №1 с низкой концентрацией трудногидрируемых компонентов граница деления широких фракций смещается с позиции деления между 12 и 13 узкими фракциями на позицию деления между 11 и 12 узкими фракциями.

Следует отметить некоторые характерные особенности гидроочистки дизельного топлива, выявленные в результате математического моделирования процесса и анализа влияния числа псевдокомпонентов, учитываемых при моделировании исходного сырья гидроочистки.

Отгон широкой легкой фракции от поступающего на гидроочистку сырья, подаваемый в реактор Р-1, оптимально составляет от 81,25 до 75% об. (рисунок 4), что существенно выше 60% об.,

примененных в [7] и, вероятно, ограниченных особенностями фракционирования на промышленной установке, например теплоподводом в низ ректификационной колонны, разделяющей исходное сырье. Заметна относительная близость результатов расчета суммарной загрузки катализатора в два реактора для вариантов сырья №4 и №5 при его представлении 16, 8 и 4 узкими фракциями, в которых трудногидрируемые псевдокомпоненты имеют существенно более высокую концентрацию по сравнению с легкогидрируемыми. Для вариантов сырья №1, №2 и №3 уменьшение числа узких фракций в два раза вызывает почти одинаковый градиент увеличения загрузки катализатора, связанный с тем, что трудногидрируемые псевдокомпоненты имеют существенно меньшую концентрацию по сравнению с легкогидрируемыми или среднегидрируемыми псевдокомпонентами.

Загрузка катализатора в два реактора при раздельном гидрировании сырья всегда ниже, чем при подаче всего сырья в один реактор или для эквивалентной ему схемы с несколькими параллельно или последовательно работающими реакторами, в 1,5–2 раза.

Незначительное усложнение алгоритма решения задачи позволяет рассчитать критерий оптимальности R – минимальную загрузку катализатора в оба реактора. Величина R определяется при решении целевой функции вида

$$R = \sum_{i=1}^{i=Z} \frac{G_{Fi} \ln \frac{C_{Si}}{C_{Siend}}}{R1_{F/C} K_i} + \sum_{i=Z+1}^{i=N} \frac{G_{Fi} \ln \frac{C_{Si}}{C_{Siend}}}{R2_{F/C} K_i} = \min,$$

при условиях

$$\sum_{i=1}^{i=Z} C_{Siend} = C_{\text{доп}} \text{ и } \sum_{i=Z+1}^{i=N} C_{Siend} = C_{\text{доп}},$$

где Z – число узких фракций в сырье первого реактора, формирующих легкую фракцию;

G_{Fi} – расход i -й узкой фракции, м³/ч;

C_{Si} – начальная концентрация общей серы (i -го псевдокомпонента) в i -й узкой фракции перед гидроочисткой, ppm; C_{Siend} – конечная концентрация общей серы (i -го псевдокомпонента) в i -й узкой фракции после гидроочистки, ppm;

$C_{\text{доп}}$ – допустимая концентрация общей серы в очищенном дизельном топливе, ppm;

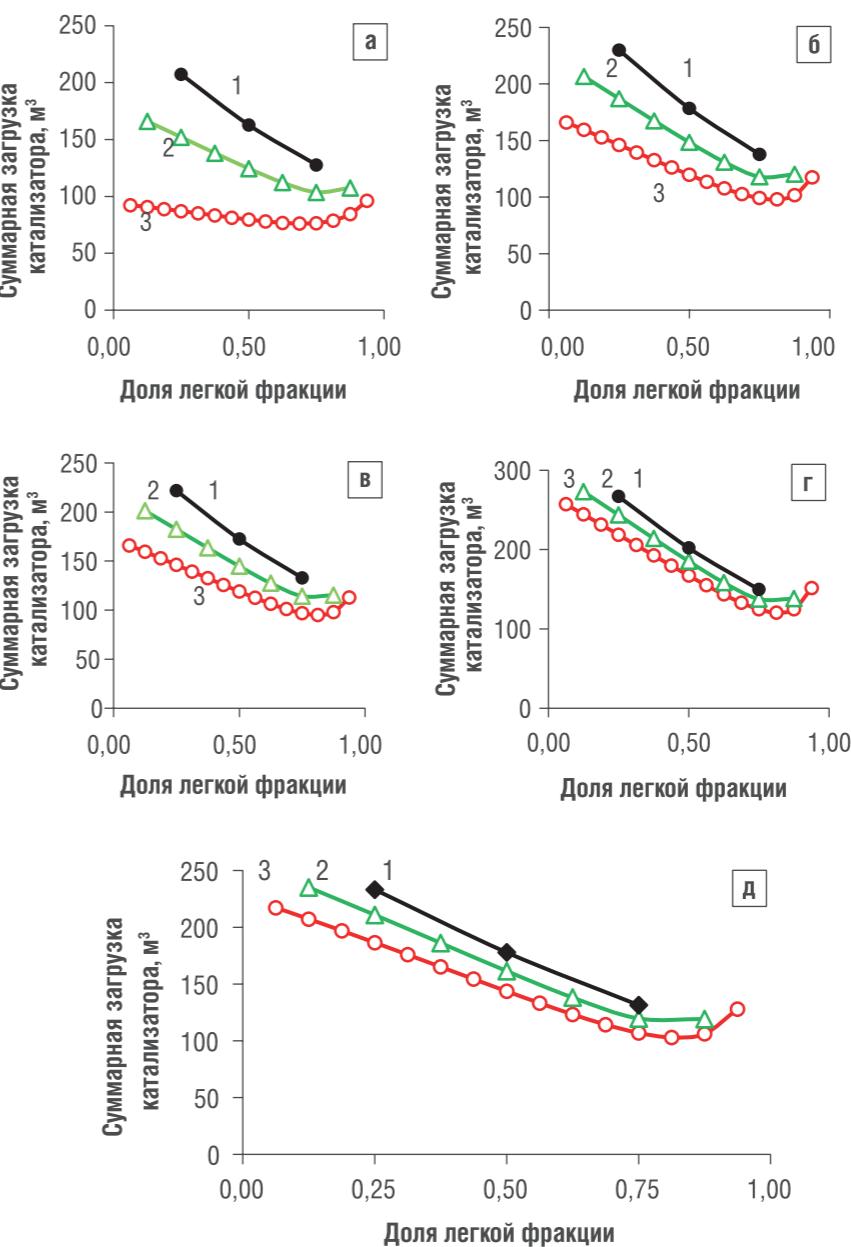
K_i – константа скорости реакции гидродесульфуризации i -го псевдокомпонента в i -й узкой фракции, ч⁻¹;

$R1_{F/C}$ и $R2_{F/C}$ – соответственно удельная объемная производительность катализатора в первом и втором реакторах, м³ сырья/(м³ катализатора · ч).

Определение величины R выполняется при расчете целевой функции при последовательном изменении $Z = 1$ до $Z = (N - 1)$, при этом первая сумма целевой функции соответствует загрузке катализатора в первый реактор, в котором гидроочистке подвергается легкая фракция сырья, а вторая сумма – загрузке катализатора во второй реактор гидроочистки тяжелой фракции.

При $Z = N$ рассчитывается только первое слагаемое и тогда R соответствует ситуации с подачей всего сырья без разделения на фракции в один реактор, что позволяет сопоставлять загрузку катализатора при различных схемах реакторного блока. Возможен также вариант алгоритма решения математической модели,

РИС. 4. Зависимость суммарной загрузки катализатора от доли легкой фракции в сырье для 4 (1), 8 (2) и 16 (3) узких фракций псевдокомпонентов (а – сырье №1, б – сырье №2, в – сырье №3, г – сырье №4, д – сырье №5)



когда концентрация общей серы на выходе из каждого реактора является разной при реализации двух дополнительных условий: равная загрузка катализатора в оба реактора и смешение гидрогенизаторов двух реакторов обеспечивает допустимую концентрацию общей серы в выработанном очищенном дизельном топливе. Подобное решение задачи наиболее полезно использовать при проектировании установок гидроочистки для выбора оптимальной технологической схемы реакторного блока с позиций минимизации загрузки катализатора гидроочистки.

Заключение

Разработанная компьютерная модель раздельной гидроочистки предварительно фракционированного дизельного топлива и системный анализ 125 вариантов симуляции подтвердили высокую эффективность этого перспективного метода гидроочистки и возможность аналитического определения оптимальной позиции границы деления сырья на широкие легкие и тяжелые фракции с обеспечением существенного уменьшения загрузки катализатора в реакционный блок установки.

Литература

- ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009). Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия (с Поправкой, с Изменением №1) – Введен 01.01.2015 – Москва: Стандартинформ, 2019. – 39 с.
- Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: учеб. пособие для вузов. 2-е изд. М.: Химия, 2001. 568 с.
- Танатаров М.А., Ахметшина М.Н., Фасхутдинов Р.А., Волошин Н.Д., Золотарев П.А. Технологические расчеты установок переработки нефти. – М.: Химия, 1987. – 352 с.
- Жилина В.А., Самойлов Н.А. Направления модернизации установок гидроочистки дизельного топлива // Нефтегазовое дело. Электронный научный журнал – 2017. – № 2. – С. 90–109. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2017-2-90-109>.
- Самойлов Н.А. Анализ схем углубления гидроочистки дизельного топлива // В кн: Технология-2019: Материалы XXII Міжнародної науково-технічної конференції, част. 1. Сєвєродонецьк 26-27 квітня, 2019 року. – Сєвєродонецьк, СГУ. – 2019. – С. 22–24.
- Патент № 2372380 РФ. Способ селективной очистки бензиновых фракций каталитического крекинга (варианты) / Смирнов К.И., Ирисова К.Н., Талисман Е.Л. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2009. – № 31.
- Логинов С.А., Лебедев Б.Л., Капустин В.М., Луговской А.И., Курганов В.М., Рудяк К.Б. Разработка новой технологии процесса гидробессервации дизельных топлив // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2001. – № 11. – С. 67–74.
- Логинов С.А. Совершенствование технологии промышленного производства высококачественных дизельных топлив: дис. канд. техн. наук. – Рязань. Рязанский нефтеперерабатывающий завод, 2002. – 200 с.
- Афанасьев Ю.И., Кривцова Н.И., Иванчина Э.Д., Занин И.К., Татауруков А.А. Разработка кинетической модели процесса гидроочистки дизельного топлива // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – № 3. – С. 121–125.
- Чузлов В.А., Долганов И.М., Иванчина Э.Д., Ивашикина Е.Н., Кривцова Н.И., Коткова Е.П. Интеллектуальная гидроочистка // Neftegas.ru. – 2020. – № 9 [105]. – С. 38–45.
- Xun Tang, Shuyuan Li, Changtao Yue, Jilai He, Jili Hou. Lumping kinetics of hydrodesulfurization and hydrodenitrogenation of the middle distillate from Chinese shale oil // Oil Shale. – 2013. – Vol. 30. № 4. – P. 517–535.
- Bannatham P., Teeraboonchaikul S., Patirupan T., Arkardvipat W., Limtrakul S., Vatanatham T., Ramachandran P. A. Kinetic Evaluation of the hydrodesulfurization process using a lumped model in a thin-layer reactor // Ind. Eng. Chem. Res. – 2016. – V. 55. № 17. – P. 4878–4886.
- Лебедев Б.Л., Логинов С.А., Коган О.Л., Лобзин Е.В., Капустин В.М., Луговской А.И., Рудяк К.Б. Исследование состава и реакционной способности сернистых соединений в процессе гидробессервации на промышленной установке // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2001. – № 11. – С. 62–67.
- Патент № 2691965 РФ. Способ гидроочистки дизельного топлива / Мнушик И.А., Самойлов Н.А., Жилина В.А. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2019. – № 17.
- Keywords: hydrotreating, diesel fuel, mathematical modeling, broad fractions, organic sulfur pseudocomponents.

ГАПРИН – одна из точек соприкосновения интересов Ирана и РФ

В СТАТЬЕ ДАН АНАЛИЗ ПОТЕНЦИАЛА ИРАНА И РОССИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ. ПРОИЗВЕДЕНА ОЦЕНКА ЗАПАСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА, А ТАКЖЕ УРОВЕНЬ ИХ ДОБЫЧИ. РАССМОТРЕНО ИЗМЕНЕНИЕ МИРОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА И РОЛЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В МИРОВОЙ ПРОДОВОЛЬСТВЕННОЙ СТРАТЕГИИ В БУДУЩЕМ. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ ЭКСПОРТА ГАЗА ИЗ ИРАНА И РОССИИ С УЧЕТОМ ДЕЙСТВИЯ САНКЦИЙ

THE ARTICLE CONTAINS THE ANALYSIS OF POTENTIAL OF IRAN AND RUSSIA IN THE OIL AND GAS AREA. THE ASSESSMENT OF THE RESERVES OF NATURAL GAS, AS WELL AS THE LEVEL OF ITS PRODUCTION, IS PERFORMED. THE CHANGE OF GLOBAL ENERGY VALUES AND THE ROLE OF CARBON HYDRATES IN THE GLOBAL FOOD STRATEGY IN THE FUTURE ARE EXAMINED. THE PROSPECTS OF GAS EXPORT FROM IRAN TO RUSSIA CONSIDERING THE VALID SANCTIONS ARE ANALYZED

Ключевые слова: гаприн, метанол, переработка газа, продовольственная безопасность, нефтегазовые предприятия.

Момени Мани

аспирант, факультет ИБМ-3
«Инженерный бизнес
и менеджмент»,
МГТУ им. Н.Э. Баумана

Главная роль в обеспечении энергией принадлежит природным энергоносителям. ТЭК является основой современной мировой экономики. Уровень развития ТЭК отражает социальный и научно-технический прогресс в стране. Действительно, трудно представить жизнь человека без топлива, энергии, света, тепла, связи, радио, телевидения, транспорта, бытовой техники и т.д. Без энергии невозможно развитие кибернетики, средств автоматизации, вычислительной и космической техники. Поэтому потребление энергии и, следовательно, энергоресурсов непрерывно увеличивалось, и особенно бурно в XX веке [1].

Около 90 % извлекаемых запасов органических горючих ископаемых мира составляют твердые горючие ископаемые – каменные и бурые угли, антрацит, сланцы, битумы, торф и др. Значение твердых горючих ископаемых по сравнению с жидкими и газообразными ископаемыми до сих пор было преобладающим и остается весьма значительным в мировой экономике. Основная доля твердых горючих ископаемых продолжает использоваться как энергетическое топливо.

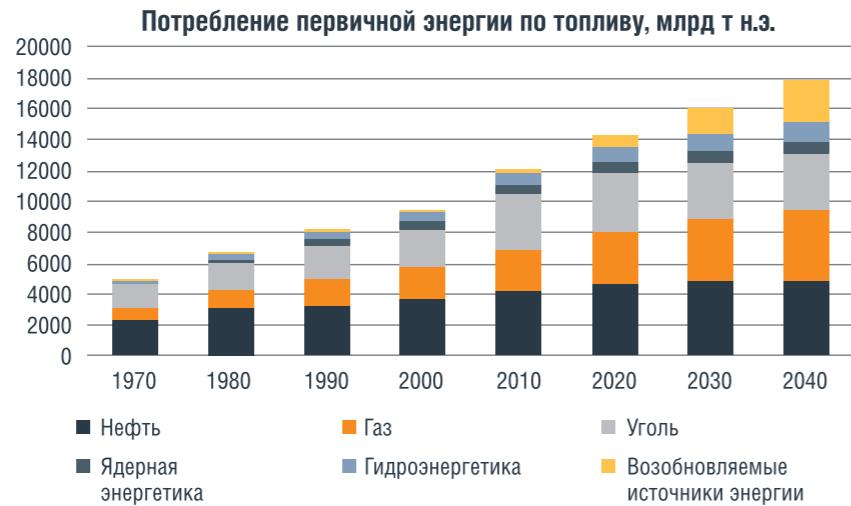
Наиболее массовый продукт химической переработки угля – кокс – является основой черной и цветной металлургии. А из жидкой части – смолы – получают большой ассортимент ценных коксохимических продуктов: красители, лаки, удобрения, взрывчатые вещества, лекарства, пропитывающие и связующие пеки, углеродные электродные и графитовые изделия и др. [1].

Роль основных энергоносителей принадлежит нефти и газу. Продукты их переработки применяют практически во всех отраслях промышленности, на всех видах транспорта, в военном и гражданском строительстве, сельском хозяйстве, энергетике, в быту и т.д. Из нефти и газа

вырабатывают в больших количествах разнообразные химические материалы, среди которых пластмассы, синтетические волокна, каучуки, лаки, краски, моющие средства, минеральные удобрения и многое другое. Нефть и газ определяют не только экономику и технический потенциал, но часто и политику государства [1].

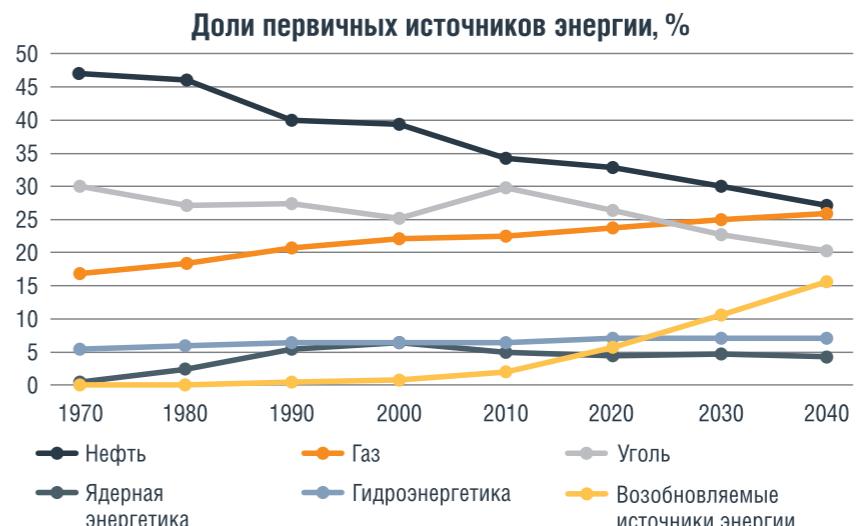
От цен на нефть и газ в значительной степени зависят экономики нефтедобывающих стран. В разных странах доходы от нефти составляют разную долю. Там, где доля доходов от нефти больше, изменение цен на нее сильнее ударяет по экономике страны, влияет на валовый внутренний продукт (ВВП) и изменяет структуру бюджета.

РИС. 1. Изменение мирового потребления первичной энергии по виду топлива



УДК 665.71

РИС. 2. Изменение доли первичных источников энергии в мировом потреблении



Россия и Иран являются лидерами в данной сфере, владея 41,6 % мировых запасов газа.

Однако остается нераскрытым политический аспект, который состоит в том, что экспорт природного газа из России и Ирана в Европу и Китай может быть санкционирован под давлением США. Следовательно, появляется логичный вопрос: что будут делать с запасами природного газа Россия и Иран в этом случае?

Прежде чем ответить на этот вопрос, следует рассмотреть другую стратегическую проблему России и Ирана, которая заключается в относительно слабой продовольственной безопасности этих стран.

Важным показателем обеспечения продовольственной безопасности является удельный вес отечественного продовольствия в общем объеме потребления в стране. Продовольственная безопасность в России считается достигнутой, если годовое собственное производство жизненно важных продуктов питания обеспечивает не менее 80 % годовых потребностей населения.

Показатель продовольственной безопасности в США считается

Экономики Ирана и РФ в значительной степени зависят от доходов нефтегазового сектора. В 2004 году Иран производил 5,1 % мировой нефти (3,9 млн баррелей в день), что обеспечивало доход от 25 до 30 млрд долларов США. Экспорт нефти и газа стал основным источником иностранной валюты в стране. В 2006 году объем добычи нефти составлял около 18,7 % ВВП страны. Однако углеводородный сектор имел большое значение для Ирана. Нефтяная и газовая промышленность стала важным двигателем экономического роста.

Соотношение потребления разных источников энергии в мире постепенно меняется. На рисунках 1 и 2 показано изменение мирового энергетического баланса на период 1970–2040 гг. [1].

Анализируя представленные диаграммы и учитывая прогноз компании Shell до 2050 года [3], можно отметить, что доля угля в мировом энергетическом балансе будет постепенно снижаться, а востребованность в природном газе будет только возрастать. Также значительно вырастет доля возобновляемых источников энергии.

Данные тенденции обусловлены тем, что использование полезных ископаемых в энергетических целях оказывает негативное воздействие на природу:

- механическое загрязнение воздуха, воды и земли твердыми частицами (пыль, зола);
- химическое, радиоактивное, ионизационное, тепловое, электромагнитное, шумовое и другие виды загрязнений;

- расход больших количеств воды, земли и кислорода воздуха;
- глобальный парниковый эффект, постепенное повышение средней температуры биосферы Земли и опасность катастрофы на планете.

Таким образом, страны, обладающие запасами природного газа, находятся в выгодной экономической позиции. Оценка запасов газа в странах, обладающих наибольшими запасами, представлена в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Доказанные запасы газа в странах, обладающих наибольшими запасами [2]

№ п/п	Страна	Запасы, трлн м ³	Доля в мире, %
1	Россия	50,508	24,9
2	Иран	33,899	16,7
3	Катар	23,846	11,7
4	США	13,554	6,7
5	Туркменистан	9,805	4,8
6	Саудовская Аравия	9,069	4,5
7	Объединенные Арабские Эмираты	6,091	3,0
8	Нигерия	5,675	2,8
9	Венесуэла	5,674	2,8
10	Алжир	4,504	2,2
11	Ирак	3,729	1,8
12	Австралия	3,175	1,6
13	Китай	2,856	1,4
14	Индонезия	2,841	1,4
15	Малайзия	2,471	1,2
16	Египет	2,221	1,1
17	Норвегия	2,210	1,1
18	Канада	2,049	1,0
19	Казахстан	1,885	0,9
20	Кувейт	1,784	0,9
Общемировые запасы		203,229	100

достигнутым в том случае, когда население страны полностью обеспечено продуктами питания собственного производства и имеется возможность его экспорта. Аналогичного правила придерживаются и страны ЕС.

Следует отметить, что у большинства экономически развитых стран продовольственная зависимость практически отсутствует.

Россия обеспечена продуктами собственного производства только на 60 %. В Иране эта доля намного меньше.

По данным Минздравсоцразвития, Россия, например, только на 60 % обеспечена собственным мясом, на 80 % – молоком, на 58 % – сахаром, на 84 % – овощами и на 40 % – фруктами. Остальное – импортные поставки.

Таким образом, в России и в Иране зависимость от импорта продовольствия слишком велика. Динамика импорта продовольствия до сих пор значительно превышала динамику роста собственного его производства.

В России особую остроту приобрела проблема безопасности продуктов питания для потребителей, что вызвано увеличением поступления на продовольственный рынок некачественных, фальсифицированных и опасных для здоровья продуктов.

По оценкам Национального фонда защиты прав потребителей, на мелкооптовых и продовольственных рынках более 40 % импортных и отечественных продуктов питания фальсифицированы.

Следует учитывать и вероятность эмбарго на импорт продовольствия



и сырья для его производства по экономическим, политическим и военным обстоятельствам.

Поэтому импортозамещение является жизненно важным фактором восстановления продовольственной независимости страны, одной из наиболее важных стратегий экономического развития и выживания России и Ирана на современном этапе.

Производство отечественных продуктов питания не может считаться независимым, если оно базируется на использовании импортного сельскохозяйственного сырья, импортных кормов и импортных ингредиентов для изготовления комбикормов.

Учитывая и этот фактор, можно сделать вывод, что продовольственная безопасность России обеспечена менее чем на 60 %, что является критическим уровнем. Для Ирана с более 80 млн населения этот процент намного ниже.

Перерабатывающие предприятия пищевой отрасли должны быть обеспечены качественным сырьем отечественного производства, произведенным по российским стандартам и поставляемым на переработку на основе конкурентных цен.

Следовательно, возникает второй вопрос: как укрепить продовольственную безопасность России и Ирана в долгосрочной перспективе?

Автор предлагает решение, объединяющее нефтегазовую промышленность и биотехнологии и заключающееся в развитии производства гаприна.

Гаприн – забытая биотехнология кормопроизводства, которая может встать на службу продовольственной и экономической безопасности и послужить еще одной причиной сотрудничества РФ и Ирана.

Имеющийся задел для производства гаприна:

- Регламенты на производство кормового белка из природного газа, метанола, этанола, разработанные ВНИИсинтезбелок.
- Коллекция производственных штаммов. Промышленная реализация и многолетняя промышленная эксплуатация.

Что такое гаприн и почему он может стать решением для нефтегазовой промышленности и продовольственной безопасности?

На сегодняшний день общая картина в мире по производству кормовых белков неблагоприятна.

Кормопроизводство, как самая масштабная и многофункциональная отрасль сельского хозяйства, играет важнейшую роль не только в животноводстве, но и в управлении сельскохозяйственными землями, обеспечении их продуктивности, устойчивости и рентабельности.

От уровня научно-технического прогресса в кормопроизводстве во многом зависит развитие сельского хозяйства и обеспечение продовольственной безопасности страны, а также помочь нефтегазовой промышленности в случае блокировки со стороны ЕС или США.

Продукты растениеводства должны максимально глубоко перерабатываться в регионе выращивания, создавая дополнительные рабочие места, добавленную стоимость и прибыль, тем самым развивая село. В этом большую роль играет биотехнология.

Будущее сельскохозяйственного производства в России и в Иране в огромной степени зависит от правильной организации кормопроизводства.

Сегодня мясное животноводство в России в целомнерентабельно, а производство мяса крупного рогатого скота – почти убыточное. Ситуация в Иране намного хуже. В последние годы спрос на мясо животных вырос в соседних странах, и затем стоимость мяса в Иране выросла в разы.

Причиной этому послужил импорт в Иран кормов, мяса и молочных продуктов из других стран в счет экспорта нефтегазовой продукции. Естественно, что в такой ситуации растет импорт дешевого, низкокачественного мяса и мясопродуктов,

доля которого на внутреннем рынке составляет свыше 34 %.

Россия испытывает острую потребность в отечественном натуральном молоке и мясе. Помимо этого, недостаточное развитие животноводства стало одной из причин безработицы и бедности на селе. Конечно, действуют также политические и стратегические причины, которые приводят к тому, что продукция животноводства увозится за рубеж.

Наметившееся восстановление отечественного животноводства должно сопровождаться приоритетным развитием кормовой базы в разных регионах страны.

В России с ее обширной территорией, разнообразными природными и экономическими условиями кормовая база не может быть универсальной. Она должна быть адаптирована к природным условиям, дифференцирована по регионам и по хозяйствам с разной степенью интенсификации животноводства.

В структуре затрат на производство животноводческой продукции 50–70 % составляют затраты на корма, поэтому от их себестоимости напрямую зависит рентабельность животноводства. Именно слабая кормовая база является сегодня основной причиной низких показателей в животноводстве.

Общее количество производимых грубых и сочных кормов за последние 20 лет снизилось в стране в четыре раза.

Основной недостаток кормов – низкое содержание протеина. В сене и соломе его менее 10 %, в сенаже – 12 %, что значительно ниже нормы. То же касается и комбикормов.

Общий дефицит протеина в кормах в настоящее время составляет более 1,8 млн т.

Но корма, кроме протеина, должны содержать необходимые витамины, микро- и макроэлементы и аминокислоты. Низкое качество кормов компенсируется их перерасходом на 30–50 %, в первую очередь за счет зерна.

Значимую помощь в этом может оказать биотехнология, благодаря достижениям которой можно получать безопасные и сбалансированные корма, глубоко перерабатывать продукты земледелия и отходы производства, получать протеин и аминокислоты для комбикормов

из нетрадиционного сырья, обеспечивая всем этим интенсивное развитие животноводства, а следовательно, повышать продовольственную безопасность России и Ирана.

Одним из перспективных путей получения полноценного белкового кормового продукта является производство гаприна.

Гаприн предназначен для использования в качестве основного функционального компонента комбикормов и белково-витаминных добавок (БВД) в животноводстве, птицеводстве и рыбоводстве (таблица 1).

Технология производства гаприна представляет собой биотрансформацию природного газа в кормовой белковый продукт – гаприн (в мире его называют биопротеином).

Гаприн содержит 70–79 % сырого протеина (белок по Барнштейну 63 %). По своему составу гаприн является полноценным белковым продуктом с высоким содержанием витаминов группы В (особенно В12), аминокислот и микроэлементов, полностью обеспечивающим в них потребности животных различных групп. Кроме того, по сравнению с белковыми кормами растительного происхождения (включая злаковые и бобовые культуры, в том числе сою) гаприн обеспечивает сбалансированное аминокислотное питание животных, в первую очередь, по лизину и серосодержащим аминокислотам (серин, метионин).

Гаприн богат витаминами группы В гиамин (В1) – 14,1 мг/кг, цианкобаламин (В12) – 5,6 мг/кг, а также макро- и микроэлементами. В 1 кг гаприна натуральной влажности содержится 1,1 кормовых единиц, обменной энергии в МДж: для свиней – 12,18, для птиц – 12,05, для крупного рогатого скота – 11,63.

Гаприн вводится в комбикорм и БВД в количестве 2,5–30 % по массе комбикорма, по зоотехническим нормам. Он нетоксичен, не обладает канцерогенным и кумулятивным действием.

В конце прошлого века были успешно проведены комплексные испытания гаприна на всех видах животных и птицы, рыбы и пушных зверей. Испытания проводились на всех возрастных группах и на нескольких поколениях с/х животных и птицы.

Мясопродукция, полученная с использованием гаприна в кормах животных, безвредна для человека – это доказано многолетним применением биопротеина (гаприна) в кормах животных на Западе, в частности в Европе, которая отказалась от продуктов питания и кормов, произведенных с использованием ГМО. Однако в Россию до сих пор завозятся продукты питания с использованием ГМО и не используются возможности производства гаприна для получения собственной животноводческой продукции высокого качества.

На гаприн имеются акты о безопасности и безвредности для животных и птицы, имеются ТУ и Наставление по применению.

Технологический процесс производства гаприна основан на том, что метанотрофные бактерии в подходящих условиях активно перерабатывают природный газ, быстро размножаются и наращивают свою биомассу, богатую ценным белком, витаминами и иными биологически активными веществами.

Еще в восьмидесятых годах в московском институте ВНИИсинтезбелок (ныне ГосНИИсинтезбелок) была создана технология получения из этой биомассы отличного белково-витаминного кормового продукта Гаприна.

В те годы двенадцать советских биохимических заводов выпускали около 1 млн тонн микробного белка, что составляло 2/3 от общемирового объема производства белковых концентратов. Гаприн производился с 1985 по 1994 г. на опытно-промышленной установке Светло-Ярского завода БВК. Из произведенных за указанный период 40 тыс. т продукта, большая часть пошла на экспорт. Однако в 1994 году это производство закрыли.

На рисунке 4 представлена схема современной установки биотрансформации природного газа в кормовой биопротеин (гаприн), работающей на Западе.

Сегодня, по мнению автора, такое производство необходимо возродить на современном уровне технологий и техники сразу в нескольких регионах.

Исследования в области микробиологического синтеза белка

ТАБЛИЦА 2. Составы газовых смесей для выращивания метанокисляющих микроорганизмов

Вид микроорганизма	Состав газа % об.				
	CH ₄	O ₂	CO ₂	N ₂	Воздух
Meth. methanoxidans	65	30	5	—	—
Ps. methanica	25–45	45	2–10	—	—
Ps. methanica	10–90	20	0,3	—	—
Methanomonas	40	10	5–10	40–45	—
Methanomonas methanica	33,3	—	—	—	66,7
Bacillus sp.	40	40	5	15	—
Смешанная культура	25	—	—	—	75

на метане были начаты почти одновременно с разработкой процессов культивирования микроорганизмов на жидких углеводородах. Однако из-за низких выходов биомассы и трудностей конструктивного оформления технологического процесса разработка методов микробиологического получения белка на природном газе долгое время находилась на стадии лабораторных исследований [3].

В результате выделения активных культур метанотрофов, а также достижения определенных успехов в разработке технологии непрерывного культивирования стало возможным получать сравнительно высокие урожаи бактерий при таких скоростях протока, которые обеспечивают экономически приемлемую продуктивность процесса (1 г биомассы/л·час).

При выращивании смешанной культуры метанокисляющих бактерий рода *Pseudomonas*

и *Mycobacterium* в ферментере с циркуляцией газовоздушной смеси в замкнутой системе была получена концентрация биомассы в культуральной жидкости 1,2 г СБ/л за 38 ч, выход биомассы – 0,6 г СБ на 1 л потребленного метана [4].

В начале ферментации содержание метана и кислорода составляло соответственно 25 и 16%, введение в установку в экспоненциальной фазе роста культуры свежей метано-воздушной смеси, содержащей около 5% кислорода, продлило логарифмическую fazу роста микроорганизмов и сократило время культивирования. Медь в концентрации 0,000001% улучшает рост бактерий, окисляющих метан, и угнетает развитие бактерий, использующих пропан. Свинец в указанных концентрациях тормозит рост тех и других микроорганизмов. Медь в концентрации 0,000001% улучшает рост бактерий, окисляющих метан, и угнетает развитие бактерий, использующих пропан. Добавки кобальта (10–150 мг/л) увеличивают скорость роста спороносных бактерий рода *Bacillus*, потребляющих метан [4].

При выращивании метанокисляющих бактерий смешанные культуры этих микроорганизмов развиваются на среде с метаном лучше, чем чистые. Часто после нескольких пассажей на минеральную среду с метаном чистые культуры полностью теряют способность расти только за счет углеводорода. Установлено, что рост метанокисляющих бактерий улучшается при внесении в среду небольшого количества вытяжки из почвы, экстракта агар-агара, дрожжевого автолизата, пиридоксина, тиамина, биотина, аскорбиновой кислоты и других аминокислот.

Гаприн также можно производить из попутного нефтяного газа (ПНГ), который до сих пор сжигается в факелах НПЗ и нефтяных месторождений, особенно на территории Ирана.

РИС. 3. Основные направления технологий переработки

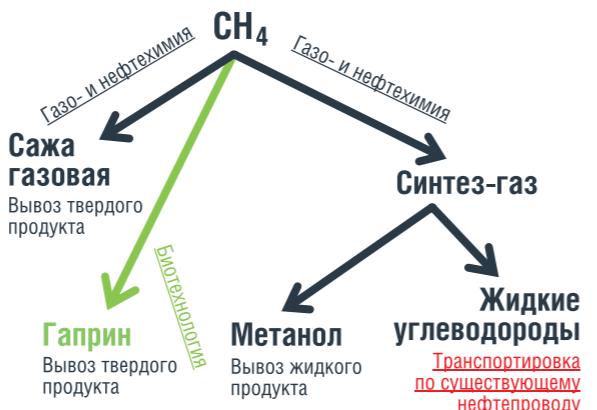
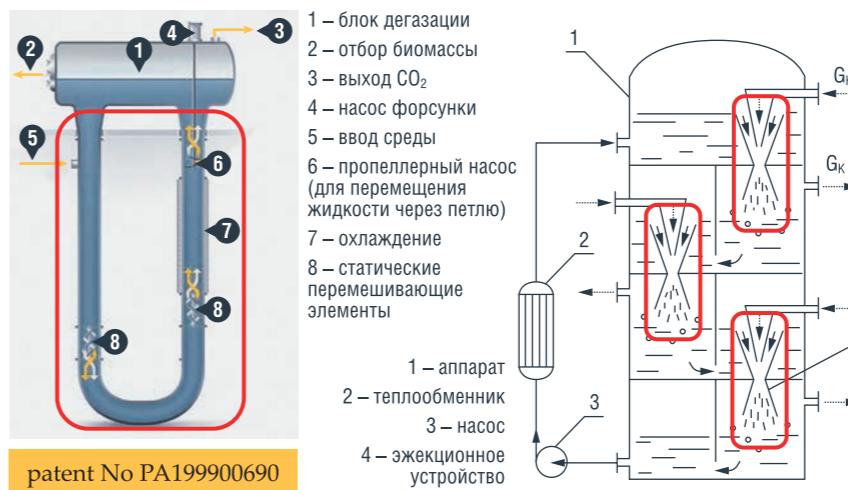


РИС. 4. Технологическая схема производства Гаприна



РИС. 5. Основной аппарат в производстве Гаприна



На рис. 6 приведена структура Агробиокластера, в которой мощность завода по производству гаприна рассчитана на собственное использование и частичную продажу гаприна на региональном кормовом рынке предприятия.

На базе собственного гаприна в Агробиокластере производятся комбикорма, которые могут быть использованы на входящих в кластер с/х откормочных комплексах либо реализованы.

Агробиокластер в целом является единым юридическим лицом, а все входящие в него заводы, комплексы и терминалы – структурными подразделениями.

Низкая себестоимость достигается высокой экономией тепловой и электрической энергии, воды, природного газа, малыми транспортными затратами, отсутствием внутренних НДС и налогов, оптимальным штатным расписанием и др.

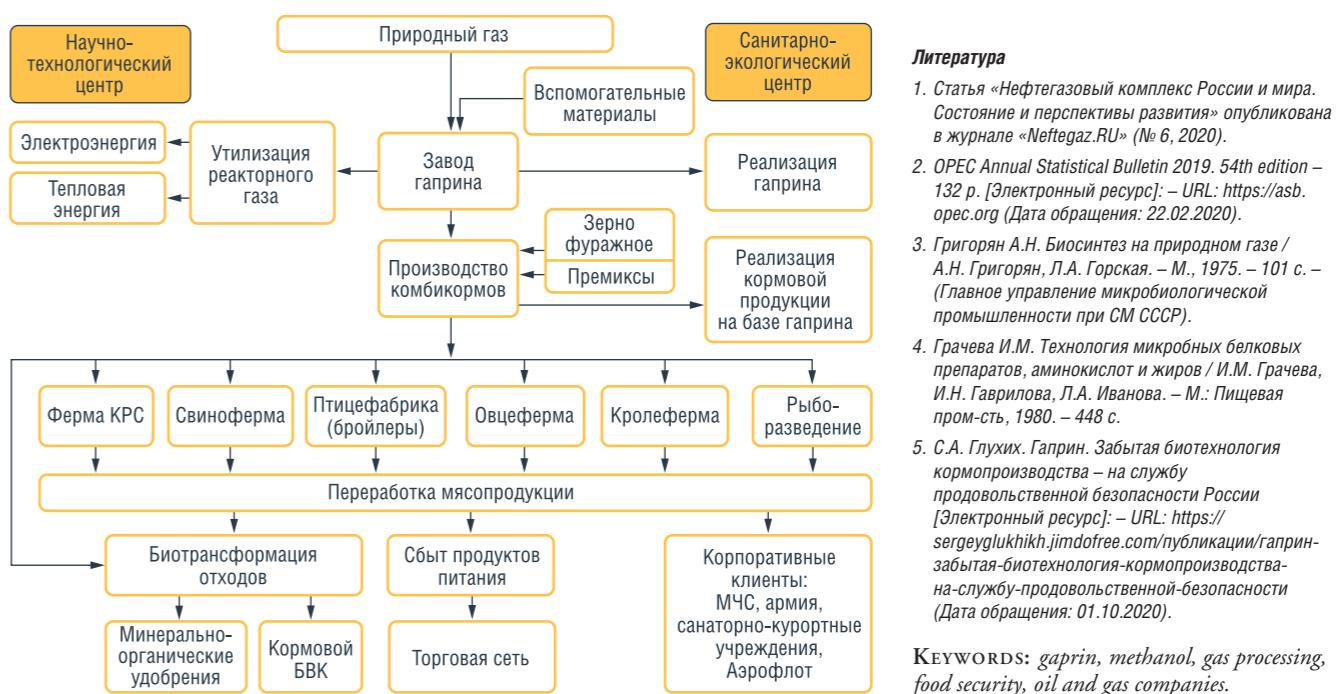
Все это в конечном итоге формирует оптимальную конкурентную цену готовой продукции.

Отходы всех производств поступают на собственную биопереработку, также создающую дополнительные товарные продукты.

В Российской Федерации есть все необходимое для создания Агробиокластеров, включая технологии, команду ученых и специалистов [5].

Со стороны власти главными аспектами содействия являются волевое решение и инвестиции. ●

РИС. 6. Структура регионального научно-производственного Агробиокластера [6]



Литература

- Статья «Нефтегазовый комплекс России и мира. Состояние и перспективы развития» опубликована в журнале «Neftegaz.RU» (№ 6, 2020).
- OPEC Annual Statistical Bulletin 2019. 54th edition – 132 p. [Электронный ресурс] – URL: <https://asb.opres.org> (Дата обращения: 22.02.2020).
- Григорян А.Н. Биосинтез на природном газе / А.Н. Григорян, Л.А. Горская. – М., 1975. – 101 с. – (Главное управление микробиологической промышленности при СМ СССР).
- Грачева И.М. Технология микробных белковых препаратов, аминокислот и жиров / И.М. Грачева, И.Н. Гаврилова, Л.А. Иванова. – М.: Пищевая пром-сть, 1980. – 448 с.
- С.А. Глухих. Гаприн. Забытая биотехнология кормопроизводства – на службу продовольственной безопасности России [Электронный ресурс] – URL: <https://sergeyglukikh.jimdofree.com/публикации/гаприн-забытая-биотехнология-кормопроизводства-на-службу-продовольственной-безопасности> (Дата обращения: 01.10.2020).

KEYWORDS: gaprin, methanol, gas processing, food security, oil and gas companies.

ПЕРЕРАБОТКА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

как способ выполнения Парижского соглашения и увеличения нефтеотдачи

РАССМОТРЕНЫ СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ПОКАЗАНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА КАК ЭФФЕКТИВНОГО РЕАГЕНТА ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ В КАЧЕСТВЕ ВТОРИЧНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО CO₂. ПРЕДЛОЖЕНЫ ИННОВАЦИОННЫЙ СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ПЕРЕРАБАТЫВАТЬ ИХ В ТОВАРНЫЙ УГЛЕКИСЛЫЙ ГАЗ, ПРИГОДНЫЙ ДЛЯ ГАЗОЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ. БЛАГОДАРЯ СОЗДАНИЮ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОТКРЫВАЮТСЯ ШИРОКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕШЕНИЙ ПАРИЖСКОГО СОГЛАШЕНИЯ ПО КЛИМАТУ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ЗАЛЕЖЕЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

THE MODERN METHODS OF INCREASING THE RESERVOIR RECOVERY AND COEFFICIENTS OF OIL EXTRACTION ARE EXAMINED; THE ADVANTAGES OF USING CARBON DIOXIDE AS AN EFFECTIVE REAGENT OF INTENSIFICATION OF OIL EXTRACTION ARE LISTED. THE PROSPECTS OF USING FLUE GASES AS RECYCLABLES FOR MANUFACTURING OF LIQUEFIED CO₂ ARE ANALYZED. THE INNOVATIVE WAY AND THE DEVICE FOR USING IT ALLOWING PROCESSING THEM INTO THE MARKETABLE CARBON DIOXIDE FITTING FOR CYCLIC GAS INJECTION TO THE OIL PRODUCING WELLS ARE SUGGESTED. DUE TO THE CREATION OF THE NEW TECHNOLOGY THE WIDE OPPORTUNITIES TO FULFILL THE DECISIONS OF THE PARIS CLIMATE AGREEMENT AND INTENSIFY THE PRODUCTION OF HIGH-VISCOSITY OILS AND RESERVOIRS OF THE BAZHENOV FORMATION OF THE WESTERN SIBERIA ARE OPENED

Ключевые слова: дымовые газы, технология переработки, газоциклическая закачка, высоковязкая нефть, баженовская свита, интенсификация нефтедобычи.

**Афанасьев
Сергей Васильевич**
начальник БРИОИС
ПАО «Тольяттиазот»,
кандидат химических наук,
доктор технических наук,
доцент по специальности
«Экология», академик РАЕН

**Волков
Владимир Анатольевич**
директор ООО «Дельта-пром
инновации», г. Самара,
кандидат технических наук



УДК 622.276.6

рост КИН в различных геолого-физических условиях залегания углеводородов [4–6].

Так, в 2004 году в США доля нефти, дополнительно добытой с помощью CO₂, составила 206 тыс. баррелей в день, что составило 4% нефтедобычи в целом. Вытеснение нефти при закачке диоксида углерода оказалось рентабельным даже при цене ныне добываемой нефти в 18 долларов за баррель.

Проведенные промысловые испытания по закачке сжиженного углекислого газа показали высокую эффективность способа и на месторождениях Самарской области [7–9]. В то же время надо признать, что широкое применение диоксида углерода сдерживается наличием доступных источников, их удаленностью от месторождений использования, разведанными месторождениями CO₂ в России, а также низкой выработкой сжиженного углекислого газа на отечественных промышленных предприятиях нефтехимии [10–12].

Подписание Россией Парижского соглашения по климату и публикация Указа президента РФ № 666 от 4 ноября 2020 г.

о сокращении к 2030 году эмиссии парниковых газов на 70% по сравнению с 1990 годом, создают благоприятные условия по использованию диоксида углерода в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов, в том числе и в коллекторах баженовской свиты.

Реализация принятых решений позволит повысить уровень КИН многих нефтяных месторождений, задействовать для этой цели многочисленные источники дымовых и попутных нефтяных газов [13, 14].

Прогнозируемый эффект обусловлен способностью углекислого газа растворяться в пластовой нефти и существенно снижать ее динамическую вязкость [10, 15, 16].

В литературе описаны различные способы выделения CO₂ из отработавшего газа сгорания (в дальнейшем именуемого «отработанным газом»), генерируемого оборудованием системы сжигания топлива (например, паровым котлом и газовой турбиной, печью реформинга производства аммиака и др.).

В частности, способ получения диоксида углерода из дымовых газов согласно патенту

на изобретение RU № 2624297, опубл. в 2016 г., предусматривает предварительную их очистку от диоксида серы на сорбente, содержащем двуокись марганца, нейтрализацию оксидов азота и окиси углерода в каталитическом реакторе проточного типа, адсорбцию диоксида углерода на активированном угле и десорбцию с получением товарного углекислого газа. Недостатками предложенной технологии являются высокие энергозатраты на осуществление процесса и пониженная сорбционная способность активированного угля.

Авторами патента RU № 2206375, разработан более совершенный способ, предусматривающий очистку дымовых газов от двуокиси серы, адсорбцию и десорбцию CO₂ на цеолитовом сорбенте, осушку газа на силикагеле.

Следует отметить, что предлагаемый метод оказался низкоэффективным для промышленной реализации при наличии в дымовых газах оксидов азота, а также из-за частых остановок на замену отработанных сорбентов.

Для удаления оксидов азота патентом RU № 2371238, опубл. в 2009 г., предложена обработка дымовых газов озоносодержащей смесью с последующим удалением образующегося водного раствора нитрата натрия с помощью ионообменных фильтров. Диоксид углерода выделяют адсорбциейmonoэтаноламином, с последующей десорбцией поглощенного углекислого газа. Способ достаточно сложен, а применение monoэтаноламина сопряжено со смелообразованием в растворе, приводящее к потерям адсорбента и к коррозии технологического оборудования. В качестве побочных продуктов методом ЯМР идентифицированы оксазолидон-2 и 1-(2-оксистил) имидазолидон-2, забивающие оборудование. Наряду с ними подтверждено появление в эксплуатируемом адсорбенте и других соединений, в частности, N, N'-ди-(2-гидроксистил) – мочевины, щавелевой и муравьиной кислот.

Определенный интерес представляют технические решения, приведенные в патенте RU № 2689620, опубл. в 2018 г. Предлагаемый метод заключается в том, что отработанный газ направляют в абсорбционную колонну CO₂ и приводят в контакт

с абсорбирующей его жидкостью, которую подают затем на стадию десорбции в другой аппарат путем ее подогрева водяным паром, генерируемым ребайлором. Таким методом достигают получение чистого CO₂, а абсорбент подвергают циркуляции и повторному использованию.

В том случае, когда в отработанном газе содержится нежелательная примесь оксидов азота (NO_x), предусмотрено ее удаления с помощью дополнительного технологического блока, включающего адсорбер и десорбер с циркулирующим между ними аминосоединением.

Данный метод производства диоксида углерода энергозатратен и сложен в управлении. К тому же он непригоден для утилизации отработанного газа, в котором содержатся различные оксиды азота из-за их неодинаковой склонности к адсорбции.

Все перечисленные недостатки удалось преодолеть авторам [17–19].

Предлагаемый ими технологический процесс получения товарной двуокиси углерода из дымовых газов, предусматривает доведение их температуры до 250–300 °C, селективную каталитическую очистку на вольфрамо-ванадиевом оксидном катализаторе от оксидов азота с использованием амиаксодержащего восстановительного компонента, адсорбцию и десорбцию углекислого газа этаноламинной композицией, очистку и регенерацию адсорбента от продуктов коррозии и деградации, компримирование газообразного диоксида углерода с последующим его охлаждением, осушкой и переводом в сжиженное состояние [19].

Для ее реализации поток дымового газа стабилизируют в теплообменнике 1 до температуры 250–350 °C и направляют в проточный реактор с катализатором блочного типа, изготавливаемым путем пропитки волокнистокерамического носителя на основе TiO₂ соединениями ванадия и вольфрама с последующей термической обработкой носителя для их перевода в оксидную форму V₂O₅ и WO₃, соответственно (см. рис. 1).

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ, АНАЛИЗ ДОСТОИНСТВ И НЕДОСТАКОВ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ СОБЛЮДЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ НОРМ. ОЧЕВИДНО, ЧТО НЕОБХОДИМЫ ДАЛЬНЕЙШИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ДАННОЙ ОБЛАСТИ, РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ ПЛАСТОВ И ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ, ПОДСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ, НЕ ОКАЗЫВАЮЩИХ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ ОБСТАНОВКУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

THE MAIN FOCUS OF THE WORK IS A REVIEW OF SOME WAYS OF INCREASING OIL RECOVERY, ANALYSIS OF THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES IN TERMS OF COMPLIANCE WITH ENVIRONMENTAL STANDARDS. OBVIOUSLY, FURTHER THEORETICAL STUDIES ARE NEEDED IN THIS AREA, THE CALCULATION OF THE TEMPERATURE FIELDS OF THE FORMATIONS AND THE BOTTOM HOLE ZONE, THE CALCULATION OF THE EFFECTIVENESS AND PROFITABILITY OF PROMISING METHODS OF STIMULATING THE FORMATION THAT DO NOT HAVE A NEGATIVE IMPACT ON THE ECOLOGICAL ENVIRONMENT

Ключевые слова: нефтеносный пласт, нефтеотдача, способы воздействия на пласт.

**Ефимова
Галина Федоровна**
филиал Уфимского
государственного нефтяного
технического университета,
доцент, к.ф.-м.н.

В течение последних лет практически на всех эксплуатируемых месторождениях наблюдается проблема последующей более полной добычи нефти, остаточная нефтенасыщенность в которых составляет 60–70 % от начальных запасов. Идет активный поиск новых высокоеффективных способов увеличения степени извлечения нефти, что позволит продлить сроки исчерпания природных запасов. При искусственном воздействии на пласт современными методами коэффициент извлечения нефти возрастает от 0,3 при естественных режимах работы залежей до 0,5 и больше [4].

Для извлечения остаточной нефти применяются физико-химические и термические способы воздействия, как, например, вакуум-процесс, газовая репрессия, промывание нефтяного пласта водой в разных вариантах, использование

поверхностно-активных веществ, отмывание нефти от породы растворителями, тепловое воздействие на пласт в разных модификациях.

Для повышения нефтеотдачи, несомненно, целесообразно увеличивать температуру всего нефтеносного пласта. Этот вывод можно сделать, анализируя влияние теплового воздействия на физические свойства жидкостей в местах их залегания: воздействие на динамическую вязкость, плотность, на межфазное взаимодействие. Первые исследования возможности использования тепла в технологии добычи нефти проводили А.Б. Шейнман и К.К. Дубровой. В работе Н.К. Байбакова и А.Р. Гарушева [1] уделяется большое внимание теоретическим и практическим исследованиям по изысканию наиболее эффективных способов по рассматриваемым методам, как у нас, так и за рубежом.

Рассмотрим некоторые способы воздействия на нефтеносные пласти.

1. Нагнетание теплоносителей: нагретой жидкости или перегретого водяного пара. Вода – наиболее часто используемая для вытеснения жидкость – обладает

свойством переносить гораздо большее количество тепла, приходящегося на единицу массы, чем любая другая жидкость в том же агрегатном состоянии (жидким или газообразном) [1]. Однако при непрерывном нагнетании теплоносителя (система нагнетательная – добывающая скважины) не вся подводимая тепловая энергия расходуется на увеличение нефтеотдачи. Некоторая, достаточно заметная ее часть, теряется из-за тепловых потерь: при течении теплоносителя по участку обсадной трубы скважины, проходящему через верхние слои грунта; в кровлю и подошву нефтяного пласта непосредственно в ходе нагнетания в пласт; повышение температуры нефтяного коллектора.

При вытеснении нефти нагретой водой каждый из факторов – снижение отношения вязкостей нефти и воды, изменение относительных проницаемостей, а также термическое расширение нефти – оказывает воздействие на процесс. Снижение отношения вязкостей и остаточной нефтенасыщенности приводит к замедлению распространения фронта воды и тем самым к увеличению нефтедобычи до прорыва фронта воды [1]. Однако следует отметить, что на месторождениях очень

вязкой нефти, где порода хорошо смачивается ею, не возникает квазинепрерывной водяной пленки на поверхности породы, что сильно затрудняет вытеснение, делает его почти невозможным, если не прибегать к разрыву пласта. При нагнетании в пласт водяного пара происходят процессы испарения и конденсации легколетучих компонентов нефти, обогащения остаточной нефти тяжелыми фракциями (все менее и менее летучими), и нефтенасыщение со временем падает [1]. Вследствие нарушения равновесия при извлечении легких составляющих нефти может произойти выпадение твердого или очень вязкого углеводородного осадка. Подобные отложения практически нерастворимы ни в легкой нефти, образующейся в ходе закачки пара, ни в даже нефти исходного состава. Их наличие снижает реальную проницаемость среды.

2. Подача в пласт вместе с паром некоторых химических добавок и растворителей. Необходимость обеспечения термической и химической стабильности таких веществ определяет их область применения – они могут быть использованы на таких месторождениях, где температура нагнетаемого пара достаточно низка. Это условие выполняется на месторождениях с малой глубиной залегания пластов и невысоким внутриваженным давлением. Опубликованные данные не позволяют судить о рентабельности подобного метода [1].

3. В основу внутрипластового горения положен процесс горения части нефти, содержащейся в пористой среде, для увеличения подвижности несгоревших фракций. Горение обычно инициируется с помощью специального оборудования, позволяющего создать в призабойной зоне необходимый температурный уровень; в дальнейшем процесс протекает в автономном режиме при постоянной подаче воздуха. Как правило, температура фронта горения превышает температуру насыщения водяного пара и находится в пределах от 400 до 600 °C [4].

Внутриважевое горение применяется с пятидесятых годов, в основном на месторождениях тяжелой нефти. Реализация внутрипластового горения значительно сложнее, чем

вытеснение нефти паром. В качестве топлива в нефтяном пласте используется как собственное пластовое топливо, содержащееся в порах, которое воспламеняется при благоприятных условиях при нагнетании воздуха в пористое тело, так и нагнетаемая извне горючая газовоздушная смесь. Основой методов внутрипластового горения является возможность осуществления химических реакций в пористой среде: окисление и горение нефти, пиролиз нефти, в результате которого образуется нефтяной кокс. Количество этого кокса зависит от качества нефти. Достаточное количество кокса для поддержания горения образуется из тяжелых нефтей. Очень легкие нефти не всегда могут обеспечить устойчивое подземное горение. В этом случае подземное горение реализуется нагнетанием в пласт извне горючей смеси. Совместное использование методов внутрипластового горения и нагнетание нагретой воды служит повышению КПД всего процесса.

4. Использование электрической энергии для нагрева пласта. Термическую обработку скважин на месторождениях тяжелой нефти осуществляют подведением электрического тока непосредственно к призабойной зоне, при этом электроизолированная труба используется в качестве проводника, подводящего ток к нефтеносному пласту [4]. Электрическая проводимость пласта, зависящая от присутствия электролитов в пластовой воде, обычно достаточна для протекания в нем электрического тока с выделением тепловой энергии. Метод электровоздействия на пласт применяется также для разогрева битуминозных отложений до уровня, достаточного для последующего эффективного вытеснения битумов непрерывным нагнетанием в пласт водяного пара. В 1981 г. было проведено первое экспериментальное опробование данного метода на элементе, включающем четыре скважины-электрода, расстояние между которыми составляло 30 м, и восемь контрольных скважин, через которые измеряли электронапряжение и температуру в пласте. После пяти месяцев непрерывного прогревания температура пласта поднялась от 10 до 78 °C [1].

5. Одним из перспективных методов повышения эффективности

прогрева призабойной зоны нефтяного пласта, не оказывающих негативного воздействия на экологическую обстановку, а также для предотвращения парафинотложений, может рассматриваться баротермический эффект – изменение температуры при течении флюида в пористой среде в нестационарном поле давления [3, 5]. Установлено, что при колебательном движении жидкости в пористой среде наблюдается повышение температуры и достигается максимальный эффект разогрева пористой среды. Величина баротермического эффекта зависит от свойств пористой среды, состава фильтрующейся жидкости, фазовых переходов, времени, геометрии течения и т.д. На основании сопоставления экспериментальных измерений и результатов численного эксперимента по полученным зависимостям, установлено, что с увеличением вязкости величина баротермического эффекта возрастает. При изменении частоты колебаний на 0,01 с⁻¹ температура фильтрующейся нефти изменяется на 10 K. Растворение парафина замедляет рост температуры – при содержании парафина порядка 20 % происходит снижение температурного эффекта в 1,5–2 раза. Расчеты проводились для Западнотубукской нефти (парафиносодержание ~5 %), Кумдагской (парафиносодержание ~12 %) и Манышлакской (парафиносодержание ~20 %) [2]. Следует отметить, что окончательная разработка термодинамики баротермического эффекта не завершена. Необходимы дальнейшие теоретические исследования, расчет температурных полей пластов и призабойной зоны, подсчет эффективности и рентабельности предлагаемого метода теплового воздействия при нефтедобыче. ●

Литература

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М: Недра, 1977. С. 238.
 2. Ефимова Г.Ф. Математическое моделирование температурных процессов в фильтрационно-волновых полях. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. 106 с.
 3. Филиппов А.И. Скважинная термометрия переходных процессов. Саратов: Саратов. гос. ун-т, 1989. С. 116.
 4. Чекалюк Э.Б., Оганов К.А. Тепловые методы повышения отдачи нефтяных залежей. Киев: Наукова думка, 1979. С. 208.
 5. Filippov, A.I., Efimova, G.F. The Theory of Barothermic Effect in Liquids with Due Regard for the Heat Conductivity in the One-Dimensional Case // High Temperature. Vol. 35. No. 4. 1997, pp. 549–552.
- Keywords: oil-bearing formation, oil recovery, methods of stimulating the formation.

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

В ДАННОЙ РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА ПУТЕМ ЗАКАЧИВАНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, А ТАКЖЕ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА. ОПИСЫВАЮТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО МЕТОДА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

THIS PAPER DEALS WITH THE METHOD OF INCREASING THE RESERVOIR RECOVERY BY INJECTING CHEMICAL REAGENTS, AS WELL AS BY INFLUENCE OF THE DIRECT CURRENT ELECTRIC FIELD ON THE RESERVOIR. THE RESULTS OF USING THIS METHOD AT THE PRODUCTION FIELDS OF THE WESTERN SIBERIA ARE DESCRIBED

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, обводненность, Самотлорское месторождение, электрод, ток.

**Худайбердиев
Азиз Тулкинович**

студент направления
«Нефтегазовое дело»,
Филиал ФГБОУ высшего
образования «Тюменский
индустриальный университет»

**Косьянов
Петр Михайлович**

д.ф.-м.н., профессор кафедры
«Гуманитарно-экономических и
естественно-научных дисциплин»,
Филиал ФГБОУ высшего
образования «Тюменский
индустриальный университет»
высшего образования

**Полищук
Александр Сергеевич**
заведующий лабораторией
«Физика нефтегазовых
систем и пластов»
АО «НижневартовскНИПИнефть»

Актуальность данной темы заключается в необходимости разработки новых методов увеличения нефтеотдачи пластов для малодебитных и высокообводненных скважин. Нефть уже не бьет ключом. Около 65 % запасов нефти в России относятся к трудноизвлекаемым. То есть для освоения подобных запасов требуются повышенные затраты материальных средств, труда и т.д. [1, с. 11]

Научно-техническое обоснование метода повышения нефтеотдачи пластов

Текущее состояние разработки месторождений характеризуется прогрессирующим ростом обводненности добываемой продукции (20–90 %), уменьшением темпа отбора нефти (5–25 % в год).

За последние годы на Урюевском месторождении проведены опытно-промышленные испытания более 10 различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов. При этом только научно обоснованный подбор технологии позволил повысить коэффициент нефтеотдачи пластов на 3–4 %.

Большинство технологий по субъективным и объективным причинам (технологическая и техническая сложность реализации, отсутствие спецоборудования, температурных ограничений, отсутствие необходимых химреагентов и др.) не нашли дальнейшего развития и широкомасштабного внедрения.

Низкопродуктивные залежи (НПЗ) (юрские отложения) нефти, сравнительно недавно введенные в эксплуатацию, изначально

УДК 622.276.6

имеют более низкий коэффициент конечной нефтеотдачи (0,2–0,3). Традиционно применявшимся в Западной Сибири на высокопродуктивных пластах технологии МУН на НПЗ не пригодны.

Трассерные исследования системы разработки юрских отложений показывают иногда аномально высокие проницаемости нагнетательных скважин как на ВПЗ, так и на НПЗ, которые предполагают наличие суперколлекторов и промытых зон. Дальнейшая эксплуатация таких зон требует внедрения специальных МУН, позволяющих исключить кинжаловые прорывы закачиваемой воды и увеличить охват пласта заводнением.

В данной работе приведено научно-техническое обоснование внедрения электрохимических МУН на сложных в геологическом строении месторождениях. Основное внимание уделено низкопродуктивным залежам нефти, находящимся на поздней стадии разработки, на которых наблюдается рост обводненности и отмечается тенденция к снижению добычи нефти.

Подбор электрохимического МУН для каждого объекта осуществлялся на основании следующих характеристик:

- по результатам промысловых испытаний МУН на аналогичных объектах;
- по критериям эффективности применения МУН для данного геологического разреза, физико-химическим свойствам флюида и характеристикам текущего состояния разработки данного пласта.

В ходе исследования мы проанализировали некоторые существующие методы и патенты увеличения нефтеотдачи.

Способ повышения проницаемости призабойной зоны нефтеносного пласта. Данный способ приводит к повышению дебита нефедобывающих скважин путем проведения электрообработки призабойной зоны пласта. В способе повышения проницаемости призабойной зоны нефтеносного пласта при определении геологофизических параметров призабойной зоны пласта определяют порометрическую

кривую материала коллектора в призабойной зоне $f(r)$ для расчета средней величины радиуса $r_{ср}$ поровых каналов. После этого определяют длительность импульса t и соответствующую ей минимальную допустимую плотность тока в импульсе J . Скважность импульсов устанавливают в диапазоне 1–3. Время проведения импульсной обработки выбирают по соответствующей формуле. Повышается точность определения параметров импульсной электрообработки для эффективного увеличения проницаемости призабойной зоны нефтеносного пласта при снижении энергопотребления [2].

Плюсы данного способа:

- повышение точности определения параметров импульсной электрообработки для эффективного увеличения проницаемости призабойной зоны пласта при снижении энергопотребления.

Минусы данного способа:

- сложность выполнения операций, требуется наличие мощного источника электрической энергии, расположенного вблизи скважины.
- необходимо наличие высоковольтной линии электропередачи недалеко от скважины, что значительно усложняет реализацию данного способа.

Известен способ подземного выщелачивания (US 4071278 A, кл. 299/53, 1978 г.), заключающийся в том, что для интенсификации процесса выщелачивания через массив пропускают электрический ток – постоянный, переменный или импульсный.

В результате протекания электрохимических реакций, инициируемых пропусканием электрического тока через среду, содержащую глину, происходит разрушение глинистых частиц, их вынос и, как следствие, увеличение проницаемости среды. Условием использования известного способа в целях увеличения проницаемости среды является наличие в обрабатываемой среде глины. Это существенно ограничивает область применения способа и не позволяет изменять проницаемость широкого класса пород-коллекторов [3].

Объект исследования – методы увеличения нефтеотдачи.

Предмет исследования – поиск эффективных путей повышения нефтеотдачи пластов.

Целью исследования является определение и описание наиболее эффективных электрохимических методов увеличения нефтеотдачи.

Задачи, решенные в ходе исследования

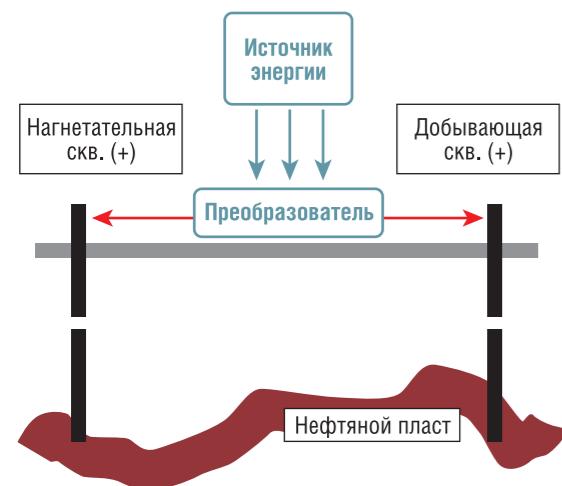
- Описаны существующие методы увеличения нефтеотдачи с применением электрических полей.
- Исследованы новые, эффективные МУН для малодебитных скважин.

Высокообводненные и малодебитные скважины требуют внедрения новых технологий для повышения эффективности нефтедобычи.

Мы предлагаем метод увеличения нефтеотдачи который подразумевает закачивание химических реагентов в пласт, а также воздействие электрического поля постоянного тока. Ток будет проходить через два питающих электрода, которые находятся на уровне пласта. Метод основан на дополнительном воздействии на пласт постоянным электрическим током, пропускаемым как минимум в пределах куста скважин через два питающих электрода, находящихся на уровне пласта в двух рядом расположенных скважинах. Электрод с отрицательным зарядом располагается в нагнетательной скважине, с положительным зарядом – в добывающей. При этом под действием электродвижущих сил в поровом пространстве пласта возникают электрохимические процессы, увеличивающие эффективность искусственного заводнения. Так, электрохимические процессы обуславливают более активное вытеснение нефти водой из порового пространства, поскольку этому способствует создание вокруг нагнетательной скважины щелочной среды с высокими моющими и нефтеотесняющими свойствами. Конструктивно электрическая установка мощностью 30–40 кВт состоит из трансформатора, выпрямителя постоянного тока, скважинных питающих электродов катод (рис. 2а) и анод (рис. 2б) кабеля марки КРБП - 3х16. Электроды подсоединяют к



РИС. 1. Схема химического метода с воздействием электрического поля



клещами выпрямителя постоянного тока при помощи кабеля. Помещают в скважину на уровне перфорации обсадной колонны. Электроды с кабелем спускают в скважину с использованием НКТ (рис. 1). В добывающей скважине выбор электродного материала не имеет принципиального значения. Электрообработка пласта проводится круглосуточно в течение трех месяцев. После отключения напряжения достигнутый эффект обычно сохраняется длительное время (год и более).

В результате увеличивается коэффициент охвата воздействием щелочного раствора обводняющегося неоднородного пласта, значительно уменьшается обводненность добывающих скважин в пределах куста и соответственно возрастает добыча нефти (рис. 1) [4].

ТАБЛИЦА 1. Усредненные свойства залежей

Наименование	Покамасовское месторождение	Приобское месторождение	Красноленинское месторождение	Самотлоское месторождение
Пласт	Ю1	AC12	ЮК1	БВ1
Ср. глубина залегания, м	2675	2600	2700	1820
Средняя толщина, м	15,4	21,8	20,0	10,0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,1	12	10	2,6
Проницаемость, мД	38	40	45	43
Начальное пластовое давление, Мпа	28,0	25,1	25,5	22,5
Вязкость нефти в пласт. условиях, Мпа · с	0,8	1,6	0,5	1,1
Плотность нефти в поверх. условиях, т/м³	0,83	0,86	0,67	0,9
Обводненность, %	50–80	30	40–50	35–50
Режим залежи	Упруго-водонапорный режим			

РИС. 2. Схемы питающих электродов: а – анод, б – катод



Мы проанализировали усредненные свойства залежей некоторых месторождений (табл. 1).

На нагнетательную скважину опускается питающий электрод – катод, соответственно на добывающую – анод.

Воздействие электростатического поля на нефтяной поток уменьшает интенсивность запарафинивания поверхности, так как на заряженной частице в потоке вследствие электростатической индукции возникает дополнительный заряд.

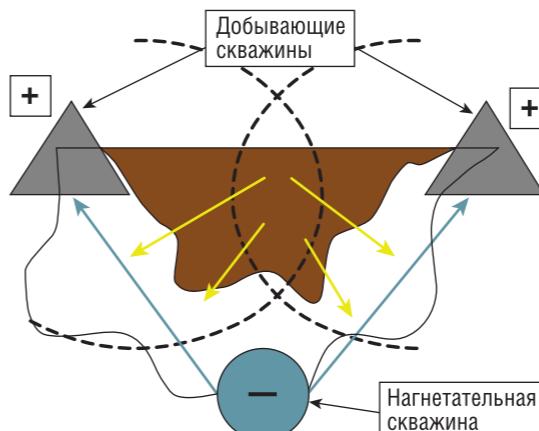
На частицу со стороны поля будет действовать сила, отклоняющая ее в сторону области зарядов и взаимодействия заряженных частиц в потоке.

Энергия, сообщаемая электрическими полями, идет на разрушение связей пространственной структуры нефти, а асфальтены представляются как полярные электрически чувствительные компоненты данной структуры. Что напрямую повышает проницаемость коллектора, соответственно увеличивает нефтеотдачу (рис. 3).

Под действием электродвижущих сил в поровом пространстве пласта возникают электрохимические процессы, увеличивающие эффективность искусственного заводнения.

Так, электрохимические процессы обусловливают более активное вытеснение нефти водой из

РИС. 3. Схема расположения сетки скважин



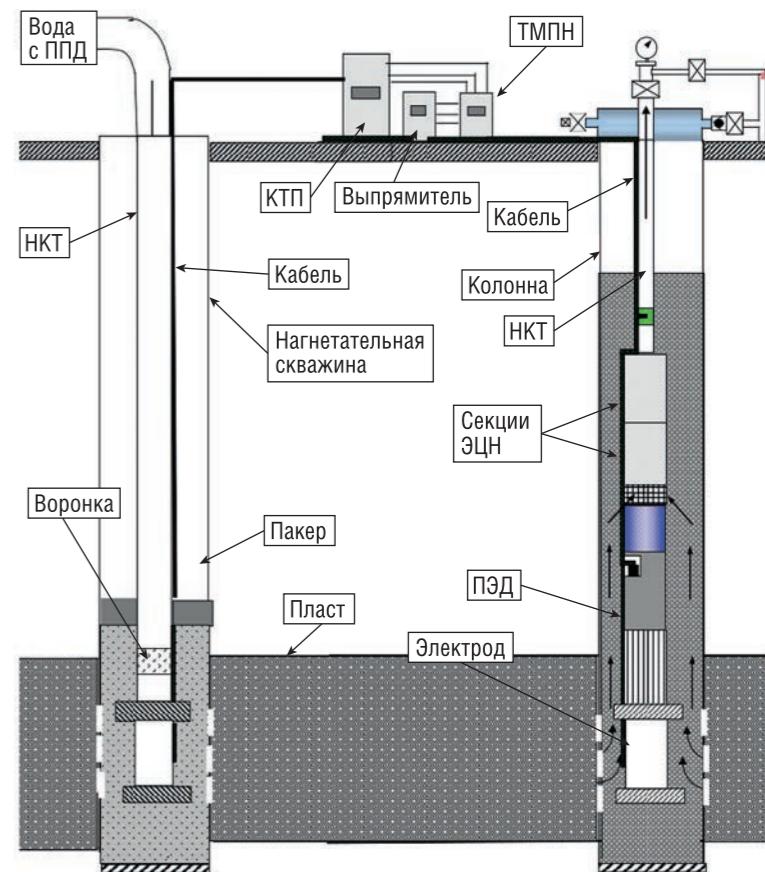
порового пространства, поскольку этому способствует создание вокруг нагнетательной скважины щелочной среды с высокими моющими и нефтеотесняющими свойствами. Под действием приложенных электродвижущих сил дисперсионная среда (вода) будучи положительно заряженной перемещается в направлении к отрицательному полюсу (которая создается вокруг нагнетательной скважины), а отрицательно заряженные частицы углеводородов дисперсной фазы движутся к положительному полюсу, то есть к забою добывающей скважины (рис. 3).

В результате увеличивается коэффициент охвата воздействием щелочного раствора обводняющегося неоднородного пласта, значительно уменьшается обводненность добывающих скважин в пределах куста и соответственно возрастает добыча нефти.

После окончания электровоздействия на пласт обводненность добываемой нефти оказывается значительно сниженной на длительный период времени.

В лаборатории физики филиала Тюменского индустриального университета в городе Нижневартовске была создана установка для измерения изменения вязкости нефти от различных физических параметров (от теплового воздействия и постоянного тока). Были проведены серии измерений воздействия постоянного тока на изменение вязкости. Опыты показали, что вязкость не зависит от постоянного напряжения. Соответственно, согласно модели

РИС. 4. Схема монтажа электрической установки и электрода



КИН, для раскрытия механизмов, позволяющих повысить нефтеотдачу пластов, полезно рассматривать физические модели, сводимые к нескольким наиболее важным параметрам, на которые можно измерять воздействовать физическими полями. Так, КИН можно представить как некий оператор от среднестатистических параметров [5]:

$$K = F(p_{pl}, \mu, k_{np}, T, t) \quad (1)$$

где p_{pl} – пластовое давление; μ – вязкость нефти; k_{np} – проницаемость коллектора; T – температура; t – время.

Используя данные значения напряженности электрического поля:

$$E = \frac{U_m}{d} = \frac{500}{800} = 0,625 \text{ В/м}, \quad (2)$$

где U_m – амплитудное напряжение, d – расстояние между обкладками разборного конденсатора.

Далее рассчитываем плотность тока для жидкого флюида:

$$J = \sigma E \approx 1,1 \frac{\text{A}}{\text{м}^2}. \quad (3)$$

Исходя из расчетов можно сказать, что при воздействии постоянным током изменяется лишь давление. Соответственно, согласно модели

где U и v – подвижности катиона и аниона; Λ – эквивалентная электропроводность электролита при $T = (20^\circ\text{C}) \cdot \text{Ом}^{-1} \cdot \text{см}^2$, C_b – концентрация электролита г-экв/л.

Удельное сопротивление этих растворов бинарного одновалентного электролита записывается выражением:

$$\rho_{b,20} = \frac{10}{(U + v) C_b} = \frac{10}{\Lambda C_b} [\text{Ом} \cdot \text{м}], \quad (4)$$

где U и v – подвижности катиона и аниона; Λ – эквивалентная электропроводность электролита при $T = (20^\circ\text{C}) \cdot \text{Ом}^{-1} \cdot \text{см}^2$, C_b – концентрация электролита г-экв/л.

С ростом температуры удельное сопротивление будет меняться так:

$$\rho_{b,T} = P_T \rho_{b,20} = \frac{\rho_{b,20}}{1 + \alpha_T (T - 20^\circ\text{C})}, \quad (5)$$

где α_T – температурный коэффициент электропроводности.

В случае многокомпонентного состава ρ_b рассчитывается по формуле:

$$\rho_b = \frac{10}{\sum_{i=1}^n \Lambda_i C_i}, \quad (6)$$

где Λ_i и C_i – эквивалентные электропроводность и концентрация

ТАБЛИЦА 2. Максимальные значения концентраций и удельного сопротивления флюидов солей

Растворы солей	Концентрация, c_i	Электропроводность, Λ_i
KCl	0,003	$4,5 \cdot 10^{-3}$
Na ₂ CO ₃	0,0017	$16 \cdot 10^{-3}$
NaCl	0,0026	$83 \cdot 10^{-3}$
NaOH	0,0026	$32 \cdot 10^{-3}$
BaCO ₃	0,0028	$2,5 \cdot 10^{-3}$

i -го электролита в растворе, содержащем n электролитов.

Удельное сопротивление уменьшается, а токи возрастают, из-за чего выделяется дополнительная теплота, что соответственно приводит к снижению коэффициента вязкости.

Чтобы определить плотность тока мы использовали диапазон концентрации от минимальной до максимальной и получили следующие данные: концентрация нефти меняется от 0,2 до 0,15, воды от 0,5 до 0,8, газа от 0,3 до 0,05.

Удельное сопротивление нефти мы берем за 10^{12} Ом·м, воды 10^2 Ом·м и газа 10^{14} Ом·м:

$$\sigma_{ж, ф} = \sum_{i=1}^n \Lambda_i c_i = \sum \frac{c_i}{p_i}, \quad (7)$$

где c_i – концентрация, p – удельное сопротивление, σ – удельная проводимость.

Для начала расчетаем сумму электропроводности данных веществ:

$$\sigma = \frac{c_v}{p_v} + \frac{c_h}{p_h} + \frac{c_r}{p_r} + \frac{c_c}{p_c}. \quad (8)$$

Т.к. удельная проводимость нефти и газа величина очень маленькая, мы ее пренебрегаем.

Для определения усредненной проводимости растворов солей мы используем данные максимальные значения концентраций и удельного сопротивления флюидов солей, входящих в состав нефти (табл. 2).

Рассчитанные по данным таблицы значения для растворов солей:

$$\rho_c = \frac{10}{\sum_{i=1}^n \Lambda_i C_i} \approx 25,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}. \quad (9)$$

Соответственно:

$$\sigma_c = \frac{1}{p_c} \approx 39,5 \times 10^{-3} \text{ Сим}/\text{м}. \quad (10)$$

Также протекание токов проводимости в жидких флюидах приводит к значительному

По данным АО «Славнефть – Мегионнефтегаз», скважины на этом предприятии обладают устоявшимся высоким процентом обводненности, а значит, подходит к условиям применения данного метода (рис. 3).

Также представлены результаты применения метода электрохимического воздействия на Приобском месторождении, кусте № 1702 (рис. 4).

До применения метода скважина давала 175 м³/сут жидкости (5250 м³/мес.) в том числе 1,5 т/сут (45 т/мес.), при этом процент обводненности составлял 98 %. После применения электрического поля скважина дает в 12 раз больше нефти за счет уменьшения обводненности, которая снизилась с 98 до 85 %. После отключения напряжения дебит нефти, равный около 18–19 т/сут, (550 т/мес.) сохранялся длительное время [7].

выделению теплоты (до 50×10^3 Дж·сек), что приводит к возрастанию температуры и соответственно уменьшению вязкости нефти.

Выше представлены вычисления для установки на переменном токе [6]. Соответственно, для рассматриваемого метода увеличение нефтеотдачи будет зависеть только от изменения давления и температуры.

РИС. 5. Прогнозируемое увеличение добычи нефти на скважинах 431 (а) и 480 (б) Покамасовского месторождения: Q_н – изменение добычи нефти, Q_{обв} – изменение обводненности, Q_ж – изменение добычи жидкости

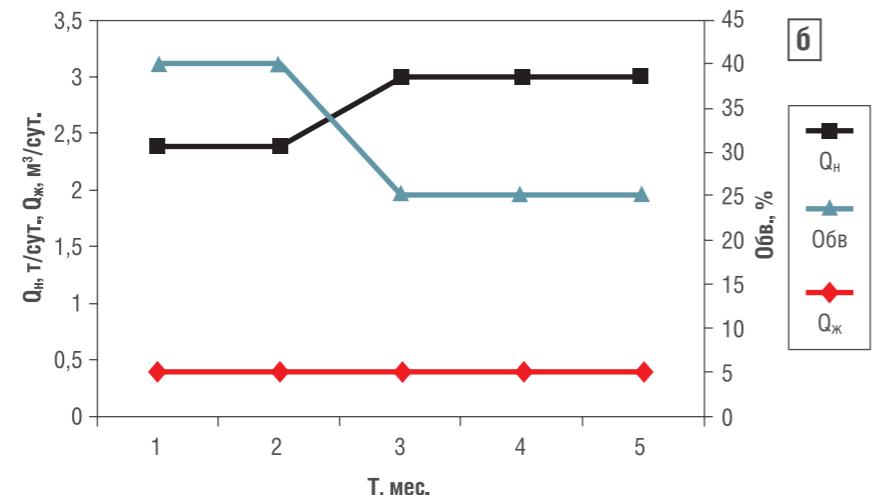
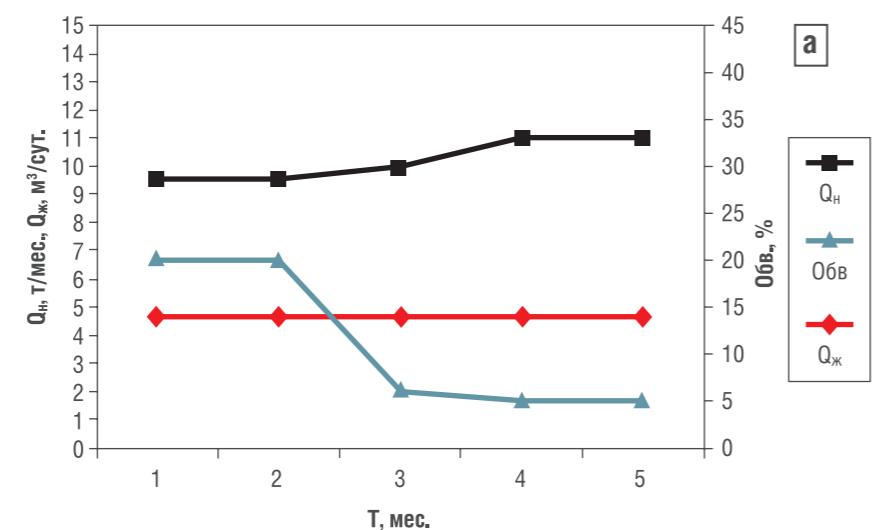
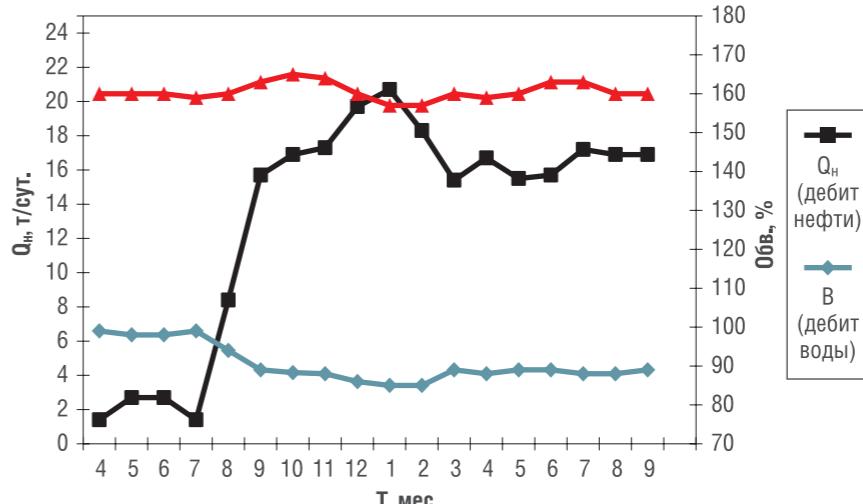


РИС. 6. Изменение дебита нефти и обводненности скв. 1702 Приобского месторождения при воздействии на пласт постоянным электрическим полем



В ходе работы была рассчитана экономическая целесообразность данного метода.

Дополнительная добыча от проведения мероприятия считается следующим образом:

$$\Delta Q_t = \Delta q \cdot T_k \cdot K_{эксп} \cdot N_{скв} \cdot k_{пад}^t, \quad (11)$$

где Δq – прирост дебита в сутки, т/сут;

T_k – количество календарных дней в периоде, сут;

$K_{эксп}$ – ккоэффициент эксплуатации;

$N_{скв}$ – количество скважин;

$k_{пад}^t$ – коэффициент падения добычи.

$$\Delta Q_t = 6 \cdot 91 \cdot 0,95 \cdot 5 \cdot 0,8 = 2075 \text{ т.}$$

Затраты на оборудование:

- Изготовление питающих скважинных электродов – 43 500 руб.

- Выпрямители постоянного тока (3 шт.) – 15 000 руб.

- Трансформатор типа ТМГ 1250/10(6) – 739 320 руб.

- Кабель типа КПБП-3*16 – 5 029 920 руб.

- ПРС (подземный ремонт скважины) – 2 610 000 руб.

Также учтем затраты на электроэнергию (в месяц) – 153 619 руб.

Итого: 8 591 359 руб.

Выводы

Данная технология показала положительные результаты в ходе опытно-промышленных испытаний на предприятиях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»,

Литература

1. Герасимов А.В. Технология и техника добычи природных углеводородов / В.И. Павлюченко, В.В. Чеботарев, Г.А. Шамаев. – Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 299 с. ISBN 5-7831-0345-4.

2. Пат. № 2208146. Российская Федерация. МПК E21B 43/25. Способ повышения проницаемости призабойной зоны нефтеносного пласта / Кадет В.В.; Патентообладатель Васнева Г.И. – 2002116154/03; заявл., 21.06.2002; опубл. 10.07.2003. Бюл. № 19.

3. Пат. № 2208146. Российской Федерации. МПК E21B 043/28. Способ изменения проницаемости горной массы при подземном выщелачивания / Абдульманов И.Г., Попов Е.А., Селяков В.И., Солодилов Л.Н.; Патентообладатель Абдульманов И.Г. – 2089727; заявл., 21.05.1976. опубл. 10.08.1978 Бюл. № 1.

4. Хайруллин А.А., Аникеев В.В. Электрохимическое воздействие на пласт и призабойную зону скважин // Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» – Тюмень, 2015. – С. 208–210.

5. Косьянов П.М. Модель определения и повышения КИН проблемы и пути их решения // XVII Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов-практиков «Инновационные процессы в науке и технике XXI века» – Тюмень, 2019. – С. 8–13.

6. Худайбердиев А.Т. Применение электромагнитных полей для повышения эффективности нефтедобычи // XVII Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов-практиков «Инновационные процессы в науке и технике XXI века» – Тюмень, 2019. – С. 182–187.

7. Печенкин Н.В., Воробьев Е.А., Полищук С.Т. Электрохимическое воздействие на пласт и призабойную зону скважин // IV городской научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития ТЭК Западной Сибири» – Тюмень, 2014. – С. 142–156.

Keywords: methods of increasing oil recovery, water cut, Samotlorskoye field, electrode, current.

«ЗЕЛЕНАЯ» МОДЕРНИЗАЦИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОХИМИИ

Зворыкина Юлия Викторовна

Московский государственный институт (Университет)
международных отношений Министерства иностранных дел
Российской Федерации,
профессор кафедры «Внешнеэкономическая деятельность
в области транспорта энергоресурсов»,
д.э.н.

Павлова Ольга Александровна

Московский государственный институт (Университет)
международных отношений Министерства иностранных дел
Российской Федерации,
магистр



В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРОДУКЦИИ НЕФТЕХИМИИ, КАК КЛЮЧЕВОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ЭКСПОРТА РОССИИ, В СВЯЗИ СО СНИЖЕНИЕМ СПРОСА НА НЕФТЬ И ПОВЫШЕННЫМ ВНИМАНИЕМ СО СТОРОНЫ МНОГИХ ГОСУДАРСТВ К ВОПРОСАМ ЭКОЛОГИИ. НА ПОВЕСТКЕ ДНЯ РАЗВИТЫХ И РАЗВИВАЮЩИХСЯ СТРАН СТОИТ ВОПРОС ДОСТИЖЕНИЯ ЦЕЛЕЙ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ, И БОЛЬШИНСТВО ОТРАСЛЕЙ ПОДВЕРЖЕНЫ НЕОБХОДИМОСТИ «ЗЕЛЕНОЙ» МОДЕРНИЗАЦИИ ЭКОНОМИКИ. В СВЯЗИ С ЭТИМ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКАЯ ОТРАСЛЬ МОЖЕТ СТАТЬ ОДНИМ ИЗ СПОСОБОВ РЕШЕНИЯ ДАННОЙ ПРОБЛЕМЫ, ПОСКОЛЬКУ ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКЦИИ НЕФТЕХИМИИ ОСТАВЛЯЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНО МЕНЬШИЙ УГЛЕРОДНЫЙ СЛЕД ПО СРАВНЕНИЮ С ПРОИЗВОДСТВОМ СТАЛИ ИЛИ АЛЮМИНИЯ. ОДНАКО В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ДАННАЯ ОТРАСЛЬ СТАЛКИВАЕТСЯ С РЯДОМ БАРЬЕРОВ, КОТОРЫЕ НЕОБХОДИМО СВОЕВРЕМЕННО ПРЕОДОЛЕТЬ С ЦЕЛЬЮ ПРИВЛЕЧЕНИЯ «ЗЕЛЕНЫХ» ИНВЕСТИЦИЙ И РАЗВИТИЯ НАЦИОНАЛЬНОГО РЫНКА

THE ARTICLE EMPHASIZES THE PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF PETROCHEMICAL PRODUCTS AS A KEY COMPONENT OF RUSSIAN EXPORTS IN CONNECTION WITH A DECREASE IN DEMAND FOR OIL AND INCREASED WORLD ATTENTION TO ENVIRONMENTAL ISSUES. ACHIEVING OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS IS ON THE AGENDA OF DEVELOPED AND DEVELOPING COUNTRIES AND MOST SECTORS ARE SUBJECT TO THE NEED FOR GREEN MODERNIZATION OF THE ECONOMY. IN THIS REGARD, THE PETROCHEMICAL INDUSTRY CAN BECOME ONE OF THE WAYS TO SOLVE THIS PROBLEM SINCE THE PRODUCTION OF PETROCHEMICAL PRODUCTS LEAVES A SIGNIFICANTLY LOWER CARBON FOOTPRINT COMPARED TO THE PRODUCTION OF STEEL OR ALUMINUM. HOWEVER AT PRESENT THIS INDUSTRY IS FACING A NUMBER OF BARRIERS THAT MUST BE OVERCOME IN A TIMELY MANNER IN ORDER TO ATTRACT "GREEN" INVESTMENTS AND DEVELOP THE NATIONAL MARKET

Ключевые слова: нефтегазохимическая отрасль, экология, «зеленая» экономика, нефть, цели устойчивого развития.

ФАКТЫ

42 %
составляет доля
российского
экспорта
в страны ЕС

Закрепленные в рамках Новой повестки дня в 2015 году 17 целей устойчивого развития (далее – ЦУР) ООН в настоящее время стали ключевой частью масштабной системы задач и индикаторов, имплементированных в законодательство большинства развитых и развивающихся стран. На Саммите по ЦУР в сентябре 2019 года было провозглашено так называемое десятилетие действий, поскольку в ряде случаев, целевые показатели, установленные в 2015 г., еще далеки от реальности и требуют всестороннего внимания и призыва к действию для их достижения к 2030 г.

Согласно мнению международных экспертов, главная концепция будущего в XXI веке состоит в устойчивом развитии, что нашло свое отражение в ряде стратегических документов ООН:

- «Будущее, которого мы хотим» (2012 г.) определяет перспективы человечества в XXI веке на основе концепции устойчивого развития, базой которого должна стать «зеленая» экономика;
- «Повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 года» (2015 г.);
- Парижское климатическое соглашение (2015 г.), определяющее приоритеты борьбы с климатической угрозой в мире и во всех странах до 2030–2050 годов.

Анализ показывает, что в указанных документах ООН сочетаются как концептуальные приоритеты, так и конкретные цели, стоящие перед странами и народами. Документы снабжены количественными индикаторами и наборами мероприятий, позволяющими лидерам государств и их правительствам планировать свои действия, направленные на выполнение выработанных решений.

В настоящее время глобальные тенденции устойчивого развития, в первую очередь в вопросах

экологии, выходят все больше на первый план в повестке дня управленческих решений многих стран, международных организаций и институтов развития, что оказывает влияние на сырьевые рынки, а как следствие, и на инвестиционную деятельность в этой сфере.

Лидеры стран ЕС разработали специальный проект «Европейский зеленый курс»¹, направленный на борьбу с изменением климата и улучшение экологической обстановки. В 2020 г.

Еврокомиссия начала вплотную рассматривать вопрос введения в ближайшее время трансграничного углеродного налога, который должны будут выплачивать производители за каждую тонну углекислого газа. Данные меры со стороны ЕС могут негативно сказаться на многих странах-экспортерах, и в первую очередь на России, у которой доля экспорта в страны ЕС составляет порядка 42 %, поэтому энергокомпании всего мира должны переосмыслить свои планы.

Кроме того, глобальный экономический кризис заставил многие международные

¹ A European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.



субсидий в размере до 20% от реализации инвестиционного проекта на строительство объектов инфраструктуры.⁸

Помимо совершенствования правового регулирования и стимулирования повышения инвестиционного климата, эффективность нефтегазохимической отрасли может быть повышена за счет применения новых цифровых технологий при проектировании и в строительстве. В первую очередь это BIM-технологии, позволяющие моделировать проектирование химических мощностей, однако существуют определенные барьеры на пути использования этих технологий. Основная проблема состоит в том, что эта сфера регулирования является новой, требуется легитимизация возможности их применения. Системы стандартизации и сертификации уже давно стали инструментом конкурентной борьбы в мире за рынки поставки материалов и оборудования.

В ходе реализации проектов нефтехимии зачастую применяются зарубежные технологии, которые в свою очередь опираются на требования зарубежных стандартов (API, ASTM, ASME), в результате чего для российской стороны возникают ограничения в поставках на объекты нефтехимии. Российские производители не только не имеют возможности принимать участие в разработке и утверждении новых стандартов, но и сталкиваются с проблемой прохождения сертификации своей продукции в соответствии с данными стандартами. Например, американское общество по испытанию материалов (ASTM) задает требования к материалам, из которых нужно изготавливать оборудование, при этом сталь, произведенная в России в соответствии с ГОСТом, не учитывается в ASTM, поэтому возможности применения стали отечественных металлургов затруднены, и нередко российские производители оборудования вынуждены закупать сталь за рубежом.

Кроме того, необходимо усовершенствовать регулирование в отношении использования объектов нефтехимии для магистральных нефтепроводов и иных линейных объектов нефтегазового комплекса. В настоящее время действуют строительные нормы и правила (СНиП) по использованию полимерных труб и в коммунальной сфере, и в газе, но, к сожалению, у нас нет СНиП по использованию полимерных решений для добычи нефти и газа и при строительстве нефтепромысловых нефтепроводов. Модернизация транспортного парка также требует привлечения дополнительного финансирования, поскольку нецелесообразно рассчитывать исключительно на бюджетные ресурсы или собственные средства компаний, так как это требует колоссальных затрат. В связи с чем можно было бы использовать зеленые источники: «зеленые» облигации, «зеленый» лизинг и «зеленое» страхование, которые позволят не только привлечь необходимые финансовые средства, но и решать стоящие перед государством вопросы по реализации целей устойчивого развития в части экологии.

Мировой рынок «зеленых» облигаций в настоящее время очень востребован и за последние 5 лет увеличился в 20 раз, а в 2019 году было выпущено облигаций на сумму 265,4 млрд долл.⁹

Еще одним дополнительным механизмом привлечения инвестиций может стать инфраструктурная ипотека, позволяющая привлекать средства частных инвесторов. Впервые о данном механизме зашла речь в 2017 г., и предполагалось, что объект инфраструктуры будет покупаться за счет кредитования от частных инвесторов, а пользователи объекта должны постепенно погашать данный

кредит. Согласно мнению экспертов, потребуется порядка 57 миллиардов долларов на период до 2030 г.¹⁰ для поддержания транспортного, энергетического и иных основных секторов инфраструктуры. Очевидно, что средств, выделяемых из государственного бюджета недостаточно и потребуются дополнительные финансовые средства, с учетом того что объекты инфраструктуры энергетического сектора весьма затратные. Более того, для развития Арктического региона также требуется финансирование и инфраструктурная ипотека, которая пока не имела успеха, но может стать эффективным механизмом на пути привлечения средств для создания инфраструктуры и развития нефтегазохимического сектора.

В отношении сферы нефтегазохимии также целесообразно ввести налоговый вычет по НДПИ на углеводороды и расширить разновидности соглашений о защите и поощрении капиталовложений с целью стимулирования реализации проектов по развитию экспорта, объектов инфраструктуры, цифровизации и технологического развития. Подобного рода соглашения обеспечивают неизменность для инвесторов условий реализации проектов.¹¹ В декабре 2020 г. были подписаны первые 9 таких пилотных соглашений, один из которых предусматривает перепрофилирование нефтеналивного терминала в завод по производству метанола¹².

Подводя итог, необходимо отметить, что нефтегазохимическая отрасль способна обеспечить прирост инвестиций, создание новых рабочих мест и наращивание несырьевого экспорта. Применение полимерных материалов широко востребовано во многих отраслях, их использование открывает новые серьезные широкие возможности, позволяя снизить производственные и эксплуатационные издержки за счет более долгого срока службы полимерной продукции. Развитие нефтегазохимического рынка обуславливается не только тенденцией в снижении спроса на нефть, которая по мнению многих экспертов будет сохраняться, но и необходимостью производства экологичных материалов, поскольку уже в настоящее время меры, направленные на улучшение экологической ситуации в мире, будут только ужесточаться, поэтому необходимость соблюдения экологических стандартов становится одним из главных факторов конкурентоспособности продукции.

В настоящее время антикризисные программы России и основные стратегические документы содержат механизмы, направленные на рост и сохранение позиций тех отраслей, которые получили историческое развитие в стране. Однако уже сейчас многими экспертами отмечается снижение спроса на нефть, уголь и газ уже в ближайшие десятилетия, поэтому важно своевременно перейти на новые рельсы и не отстать от ряда других стран. Особенно с учетом того, что введение трансграничного

ФАКТЫ

14

нефтегазохимических проектов реализуется в настоящее время в России

ФАКТЫ

20

увеличился мировой рынок «зеленых» облигаций за последние 5 лет

углеродного налога со стороны ЕС может сильно подорвать существенную часть бизнеса России. Упор на развитие исключительно нефтегазового сектора в период мирового энергетического перехода и активного развития зеленых отраслей создает угрозы национальной и экономической безопасности страны. Учитывая это, Россия должна в кратчайший срок взять на себя ответственность по снижению объемов выбросов парниковых газов через трансформацию своей экономической системы, а также усилить развитие несырьевых (прежде всего, зеленых) секторов экономики. Необходимы срочные изменения в энергетическом секторе, заключающиеся в ускоренном переходе на «чистую» энергетику, которая в частности может основываться на развитии нефтегазохимической отрасли, с учетом ее высоких темпов роста и спроса. ●

Литература

- Цели устойчивого развития ООН и Россия под редакцией С.Н. Бобылева, Л.М. Григорьева, 2015 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ac.gov.ru/files/publication/a/11068.pdf> (дата обращения 05.12.2020)
- Официальный сайт ООН [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/goals/> (дата обращения 05.12.2020)
- Экспорт российской нефти за первые 9 месяцев 2020 г. сократился на 10% (Источник: Федеральная таможенная служба (дата обращения 05.12.2020))
- Оперативный доклад за I полугодие 2020 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ach.gov.ru/audit/6-mon-2020> (дата обращения 05.12.2020)
- World Economic Outlook, October 2020: A Long and Difficult Ascent [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/09/30/world-economic-outlook-october-2020> (дата обращения 05.12.2020).

KEYWORDS: petrochemical industry, ecology, 'green' economy, oil, sustainable development goals.

⁸ Предоставление субсидий из Федерального бюджета на осуществление капитальных вложений в объекты инфраструктуры [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://investarctic.com/subsidies.php#> (дата обращения 23.12.2020).

⁹ Climate Bonds Initiative [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.climatebonds.net/> (дата обращения 05.12.2020).

¹⁰ Федеральный закон от 1 апреля 2020 г. № 69-ФЗ «О защите и поощрении капиталовложений в Российской Федерации».

¹¹ Подписаны первые 9 СЗПК на 135,7 млрд рублей инвестиций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.economy.gov.ru/material/news/podpisany_pervye_9_szpk_na_1357_mld_rublej_investicij.html (дата обращения 05.12.2020).

ОБЗОР НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ



ЗА СРАВНИТЕЛЬНО КОРОТКИЙ ИСТОРИЧЕСКИЙ ПЕРИОД НЕФТЕГАЗОВЫЙ ХИМИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ЗАНЯЛ ПРОЧНЫЕ ПОЗИЦИИ ПРАКТИЧЕСКИ НА ВСЕХ КОНТИНЕНТАХ, ОН СОСТАВЛЯЕТ ДО 10% В СТРУКТУРЕ ЭКОНОМИКИ МНОГИХ СТРАН. НЕФТЕГАЗОХИМИЯ ЯВЛЯЕТСЯ СВЯЗУЮЩИМ ЗВЕНОМ МЕЖДУ НЕФТЕГАЗОВЫМ КОМПЛЕКСОМ И ДРУГИМИ ОТРАСЛЯМИ: ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТЬЮ, МАШИНОСТРОЕНИЕМ, АЭРОКОСМИЧЕСКОЙ СФЕРОЙ, ТЕЛЕКОММУНИКАЦИЯМИ И ДР. В СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ ОБЗОР ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ОТРАСЛИ В РОССИИ И МИРЕ, ПЛАНЫ РАЗВИТИЯ И ТRENДЫ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ СЫРЬЯ, ТЕХНОЛОГИЙ И СПРОСА НА ПРОДУКЦИЮ, А ТАКЖЕ ДАНА КРАТКАЯ СВОДКА КЛЮЧЕВЫХ ПРОЕКТОВ В НЕФТЕ- И ГАЗОХИМИИ И ПЕРЕРАБОТКЕ В СТРАНЕ

WITHIN SHORT PERIOD OF THE HISTORY OF THE OIL AND GAS THE CHEMICAL COMPLEX HAS WON STABLE LEADING POSITIONS PRACTICALLY IN ALL REGIONS OF THE WORLD, CONTRIBUTING TO 10% OF REVENUES IN MANY COUNTRIES. PETROCHEMICALS AND GAS CHEMICALS LINK OIL AND GAS COMPLEX TO OTHER INDUSTRIES: PROCESSING AND MANUFACTURING, EQUIPMENT AND MACHINERY CONSTRUCTION, AEROSPACE, TELECOMMUNICATIONS, ETC. THE ARTICLE PROVIDES AN OVERVIEW OF THE CURRENT STATE OF THE INDUSTRY IN RUSSIA AND WORLDWIDE, DEVELOPMENT PLANS AND TRENDS IN TERMS OF RAW MATERIALS, TECHNOLOGIES AND PRODUCT DEMAND, AS WELL AS A BRIEF SUMMARY OF KEY PROJECTS IN CHEMISTRY AND GAS PROCESSING IN THE COUNTRY

Ключевые слова: нефтехимия, газохимия, полимеры, полизтилен, аммиак, метanol, карбамид.

**Калиненко
Екатерина Андреевна**
директор по консалтингу,
Euro Petroleum Consultants

**Суханова
Ирина Ивановна**
менеджер,
Euro Petroleum Consultants

В общей сумме доходов компаний Exxon Mobil, BP, Royal Dutch Shell, Total, Chevron-Texaco, Conoco Philips и других, на долю химии приходится более 10%, а прибыль у ряда крупнейших нефтехимических компаний составляет более 5 млрд долл. в год, количество рабочих мест может превышать сотни тысяч. В целом, не менее половины всей продукции нефтегазовой химии производится нефтегазовыми компаниями.

Объем химического рынка удвоится до 2030 года по сравнению с 2016 года и превысит 6,3 трлн евро, открывая огромные возможности для стран-производителей, только на Китай приходится 44% мировой доли, Европе – 15% (столько же – Северная Америка). В 2018 году Европа стала вторым крупнейшим производителем химической продукции в мире, объем производства в денежном выражении приблизился к 550 млрд евро.

Ключевыми факторами конкурентоспособности нефтегазохимических предприятий в мире по-прежнему остаются низкие цены на сырье для нефтегазопереработки, стоимость логистики готовой продукции, а также низкие удельные капитальные затраты при строительстве новых и расширении действующих производств.

Около 9% всех заявленных в 2018–2019 годах проектов должны были быть реализованы в Западной Европе, еще 8% – в Восточной части и СНГ, что составило ~20% от общего объема инвестиций в нефтехимические проекты за этот период.

«Черные лебеди» нарушили тенденции, намеченные в 2019 году, что привело к неравномерному росту спроса и предложения на рынке:

- Глобальные мощности могут увеличиться на ~40–50% до более чем 2 млрд т в год к 2027 году.
- Более 1300 запланированных и объявленных к запуску заводов в основном в Азии и на Ближнем Востоке.
- 2020 год > 4 млн т дополнительных объемов только в Китае.

ТАБЛИЦА 1. Чувствительность спроса к росту экономики в долгосрочном периоде

Продукт	Рост спроса
Этилен	1,5*темп роста Валового внутреннего продукта страны (ВВП)
Пропилен	2*ВВП
Бензол	1*ВВП
Ксилол	1,5*ВВП
Полиэтилен низкого давления	1,5*ВВП
Полиэтилен низкой плотности	2*ВВП
Полипропилен	1,5*ВВП

- Спрос растет в Азии и на Ближнем Востоке, но существует предел для роста.
- Европейские производители теряют свои рыночные позиции.
- Повышение эффективности процессов.
- Спрос на экологически чистые продукты с высокой добавленной стоимостью.
- Возможности для обеспечения местных рынков специализированной продукцией.
- Инвестиции в НИОКР помогут в достижении стратегических целей.

Одним из важнейших факторов, влияющих на рентабельность, является себестоимость продукции. Сравнивая для заказчиков средние затраты на производство полиэтилена (ПЭ) и логистику в Китай до кризиса, мы пришли к выводу, что лучший уровень себестоимости по-прежнему у стран Ближнего Востока (особенно Саудовской Аравии) и США – при средней цене на ПЭ в Китае 1450 долларов/т маржа может достигать 800–1000 долларов/т.

Во-первых, они выигрывают за счет более дешевого и доступного этана, а структура затрат на транспортировку, сырье и затраты на переработку (CAPEX и OPEX) сбалансирована. Европа в этом отношении находится в менее благоприятном положении среди производителей (затраты на переработку 1350 долларов/т), вынуждена тратить ~80% от общих затрат на нефть, что оставляет мало резервов для прибыли и гибкости цен на продукцию.

После того, как было объявлено о заключении сделки ОПЕК+ в 2020 году, Россия, наряду с другими странами, провела переоценку своих капитальных затрат на разведку и добычу. Объявленное

премьер-министр РФ объявил о стратегической важности наращивания темпов развития нефтегазохимической отрасли страны, в т.ч. с точки зрения масштабов производства и экспорта.

В таких регионах, как Ближний Восток или Россия, происходят процессы консолидации и интеграции, слияния и поглощения, рынок нефтегазохимии становится олигополистическим. В России для успешного развития нефтегазохимической отрасли необходимо решить одну из ключевых структурных проблем – устранить дефицит мощностей по производству мономеров (прежде всего пиролиза). С одной стороны, в России имеется избыток нефтегазохимического сырья, который будет продолжать увеличиваться до 2030 года. С другой стороны, существует потенциал значительного увеличения спроса на нефтегазохимическую продукцию, сырьем для которой является процесс пиролиза.

Считается, что Россия имеет хорошие перспективы для развития производства основных крупнотоннажных продуктов нефтегазовой химии – пластмасс, каучуков, продуктов органического синтеза – как за счет увеличения внутреннего потребления путем выхода на среднемировой уровень и импортозамещения, так и за счет расширения экспортного потенциала в ключевые для России регионы – Европу и Китай. В связи с отмечаемым профицитом базовых полимеров, который будет усиливаться по мере ввода мегамощностей на ключевых

РИС. 1. Потенциал – потребление полимеров на душу населения – оценка (2019), кг/чел.

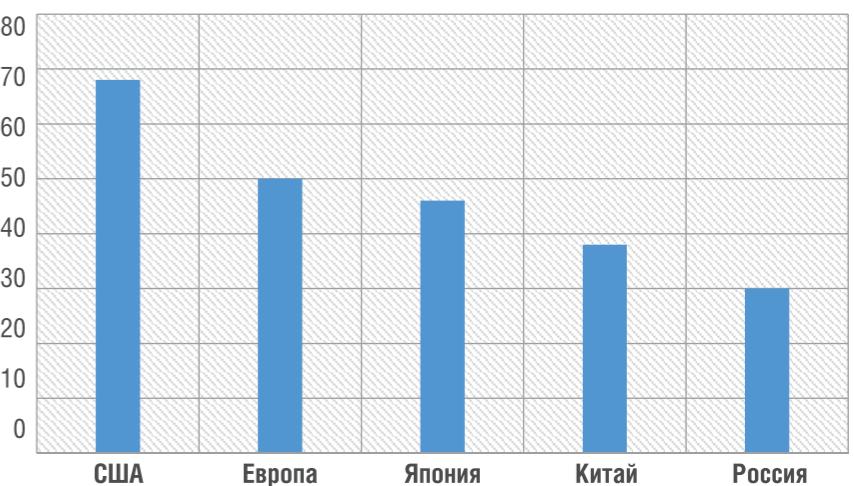
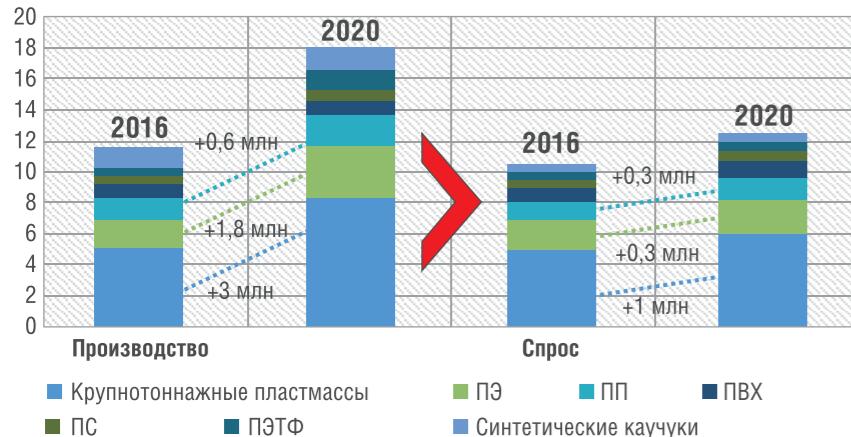


РИС. 2. Структура рынка нефтехимии в России, 2016 vs. 2020 год, млн т



рынках, наиболее перспективным станет такой сегмент химической отрасли, как малотоннажная химия. Доля малотоннажной химии в общем обороте отрасли составляет до 40% в развитых странах и до 15% в России. При этом существует ряд барьеров для развития этого направления именно в нашей стране, к ним относится и необходимость привлечения финансирования и относительно высокие капитальные затраты на единицу выпускаемой продукции, а также олигополистичность рынка, которая мешает появлению независимых игроков в регионах, а для крупных компаний такие проекты не представляют достаточного интереса на данный момент.

К концу прогнозируемого периода потребление светлых продуктов на нужды нефтегазохимии увеличится почти в четыре раза по сравнению с существующим уровнем, а доля переработки сырья увеличится до 55% от его производства против 28% в 2010 году. По оценке Минпромторга, на экспорт поставляется треть объема производимой химической и нефтехимической продукции.

До 2019 года объем экспорта увеличивался быстрыми темпами – до 21 млрд долларов, то в прошлом году снизился на 17%. Согласно энергетической стратегии РФ до 2035 года доля импорта полимеров должна снизиться до 20% к 2024 году и еще на 5% до 2035 году; доля сырья, направляемого на нефтегазохимию – увеличиться до 35% к 2035 году.

Доля химического сектора в ВВП составляет около 4%. По предварительным итогам 2020 года отрасль показала совокупный рост объемов производства

период, в частности, в сфере производства метанола, связанный с ценовыми колебаниями, влияющими на деловую активность, и заставившими приостановить реализацию ряда проектов. В то же время, производители удобрений оказались «на гребне волн» во время резкого скачка цен на карбамид и пр. и были единственным сектором, показавшим рентабельность в кризисный год. Рассмотрим некоторые проекты в российской нефтегазохимической отрасли.

Основные газохимические проекты России

В России сосредоточена почти треть мировых запасов газа. Это является серьезной предпосылкой для того, чтобы природный газ использовался не только в качестве топлива и энергоресурсов, но и для производства химической продукции с высокой добавленной стоимостью.

Правительство РФ разработало дорожную карту развития нефтегазохимической отрасли для роста производства полимеров до 2025 года. Эксперты оценивают документ как вполне реалистичный и достаточный с точки зрения механизмов господдержки отечественных предприятий. В соответствующем распоряжении правительства говорится, что 8 крупнейших потенциальных нефтегазохимических проектов могут обеспечить ввод более 8 млн т мощностей по производству полипропилена и пропилена (рост текущих мощностей в 2,3 раза), экспортный потенциал которых составляет более 5 млрд долларов в год, а потенциал суммарной выручки – более 10 млрд долларов в год.

В 2020 году нефтехимические компании переживали трудный

Метанол и его производные

Согласно прогнозам аналитиков, сделанным еще в докоронавирусный период, наибольшие темпы роста в области газохимии будут наблюдаться в производстве



В начале 2020 года компания «Газ Синтез» приступила к реализации проекта строительства завода по производству метанола в порту Высоцк, расположенному в Ленинградской области. Генеральным подрядчиком проекта выбран южнокорейский концерн Hyundai, российским генеральным проектировщиком – НИИК, лицензиаром Haldor Topsoe. Завершение строительства нового завода планируется в 2023 году. Проектная мощность нового комплекса может составить 1,6 млн т/год метанола марки АА, отличающегося от марки А чистотой. Общий объем инвестиций в проект оценивается в 1,5 млрд долларов.

Еще один анонсированный проект в Ленинградской области планируется запустить в 2024 году. Производительность завода составит 1,6 млн т/год метанола, капитальные затраты 1,3 млрд долларов. Летом 2020 года заказчик проекта RS GROUP проводил тендер на проектирование завода по производству метанола и биополимеров.

Ряд компаний ранее анонсировавшие свои метанольные проекты в Ленинградской области, столкнулись с рядом трудностей и временно отложили или приостановили проекты, а еще один сменил свою «прописку». Так «Сафмар» Михаила Гуцириева изначально планировал приступить к реализации метанольного проекта в 2020 году с запуском в эксплуатацию в 2024 году, но затем из-за пандемии начало перенесли на более поздний срок. Инвестиции в проект мощностью в 1,8 млн т метанола в год оцениваются в 1 млрд евро. Кроме того, планы по строительству метанолового завода

метанола, которое к 2030 году увеличится более чем на 50% и практически удвоится к 2050 году по сравнению с 2017 годом. Несмотря на сильный удар по отрасли в 2020 году из-за эпидемии COVID-19 и резкого падения спроса на метanol весной и в начале лета ЕУ дает вполне оптимистичные прогнозы: невзирая на текущие трудности темп роста потребления метанола в мире будет опережать рост ВВП, где ключевую роль как в потреблении, так и производстве будет играть Азиатско-Тихоокеанский регион. В 2019 году объем экспорта метанола из России составил порядка 2,11 млн т. За девять месяцев 2020 года объем железнодорожных отгрузок на экспорт увеличился до 1,8 млн т, что на 99,9 тыс. тонн больше по сравнению с аналогичным периодом 2019 года, сообщает Argus. Доля России на рынке метанола существенно ниже доли на рынке газа (в структуре мирового производства метанола по виде сырья на природный газ приходится – почти 60%). В качестве одного из сдерживающих факторов роста экспорта продукта эксперты отмечают инфраструктурные ограничения, решить которые возможно за счет развития логистики: транспортировки по морю в Европу и Китай, в том числе прокладыванию маршрутов по Северному морскому пути.

В связи с тем, что экспорт остается основным драйвером роста производства метанола в России при незначительном росте внутреннего потребления, то большинство новых анонсированных проектов сосредоточено вблизи портов для дальнейшего экспорта продукции по морю: в Ленинградской области и на Дальнем Востоке. Кроме того,

часть проектов реализуется в центральной части России, где у основных игроков рынка имеются действующие производства.

Лидером по числу анонсированных метанольных проектов является Ленинградская область.

«ЕвроХим» летом 2019 года объявил о своих намерениях заключить специальные инвестиционные контракты для реализации проектов строительства производств карбамида и аммиака, а также метанола в Ленинградской области с суммарными инвестициями порядка 2,5 млрд долларов. Владелец компании Андрей Мельниченко говорил, что создание азотной части проекта может занять 3–3,5 года, метанольная часть будет введена на год позже. В конце 2020 года ВЭБ одобрил финансирование завода по производству аммиака и карбамида в Кингисеппе. Мощность завода составит 1,1 млн т аммиака и 1,4 млн т карбамида в год. Срок запуска – 2023 год.

РИС. 3. Производственные мощности метанола в России, тыс. т



Источники: ИА Хим-Курьер, Инфомайн, веб-сайты инициаторов проектов, анализ ЕУ

Источники: Правительство РФ, CEFIC, Росстат

мощностью в 1,7 млн т за 1,5 млрд долларов были у «Балтийской газохимической компании», которая даже подписала трехстороннее лицензионное соглашение соглашения с Mitsubishi Heavy Industries Engineering и Haldor Topsoe. Начало строительства планировалось на первый квартал 2020 года, а срок запуска – 2023 год, однако проект был приостановлен. В связи с приобретением ресурсной базы – прав на разработку Кумжинского и Коровинского газоконденсатных месторождений – «Русхимком», изначально планировавший строительство метанольного комплекса (завод мощностью 1,7 млн т в год, метанолопровод и отгрузочный терминал) в Ленинградской области решил сменить локацию в пользу Ненецкого автономного округа. Изначально комплекс планировали к 2023 году, но перенесли на 2025 год. Вложения оцениваются в 1 млрд евро.

Помимо Балтийского моря удобными с логистической точки зрения выглядят анонсированные проекты в Восточной Сибири: Приморском крае и Амурской области, а также на юге России – в Краснодарском крае.

Разговоры о строительстве завода минеральных удобрений в Находке (НЗМУ) ведутся с 2012 года. В 2015 году был подписан 20-летний контракт с «Газпром межрегионгаз» на поставки природного газа. В качестве генерального подрядчика выбрана китайская компания China Chengda Engineering. Общая стоимость проекта оценивается в \$6,3 млрд. Сроки реализации проекта НЗМУ неоднократно переносились. По последним планам (возможно, также не окончательным), установка метанола на 1,8 млн т должна быть возведена в 2023 году, а аммиака той же мощности на год позже. На данный момент на площадке ведутся изыскательные работы.

В Амурской области метанольный проект анонсировала компания «Технолизинг» (входит в Группу ЕСН). Среди плюсов проекта – наличие железнодорожной и перевалочной инфраструктуры, 25-летний договор о поставках газа из газопровода «Сила Сибири», а также статус резидента территории опережающего

развития с пакетом субсидий и налоговых льгот. Мощности завода составят 1–1,2 млн т метанола в год. Суммарный объем инвестиций в проект – 41,5 млрд рублей, вывод производства на полную мощность намечен на 2023 год. Летом 2020 года «Технолизинг» выбрал Johnson Matthey в качестве лицензиара проекта.

Столичная группа «ОТЭКО» с 2012 года занимается развитием инфраструктуры порта в Тамани (Краснодарский край). В 2022 году компания там планирует начать строительство заводов по переработке природного газа, которые позволят компании производить ежегодно до 1,5 млн тонн аммиака, 5,5 млн т метанола и более 2 млн т карбамида. Генеральный директор компании Мишель Литвак летом 2020 года сообщил журналистам, что на данный момент часть промышленного парка проектируется, часть инфраструктуры и хранилищ уже построены или будут построены до конца следующего года, кроме того компания подписала соглашение с «Газпромом» о поставке природного газа для переработки на заводах.

Среди проектов, реализующихся в центральной части России на базе действующих производств следует отметить огромную стройку на площадке «Щекиноазот». Основные перспективы производителя связаны с третьим комплексом по производству метанола (М-500), призванным увеличить суммарные объемы производства метилового спирта почти до 1,5 млн т в год. В сентябре 2020 года сообщалось, что несмотря на коронавирус и логистические трудности, стройка нового комплекса вступила в активную фазу: на заводскую площадку было завезено 95 % общего объема технологического оборудования. Реализация проекта стоимостью 22 млрд рублей запланирована на конец 2021 – начало 2020 года. Кроме того, 29 декабря 2020 года Губернатор Тульской области Алексей Дюмин и президент «Щекиноазот» Борис Сокол подписали соглашение о планах по строительству 2 новых химических производств: концентрированного малометанольного формалина мощностью 110 тысяч тонн в год, а также карбамидоформальдегидных

смол и карбамидомеламиноформальдегидных смол мощностью 220 тысяч тонн в год. Общий объем инвестиций составит порядка 2,8 млрд рублей.

Одно из крупнейших нефтехимических предприятий в Европе «Нижнекамскнефтехим» также планирует построить метанольный завод на базе действующих производств. В 2020 году предприятие получило положительное заключение от Главгосэкспертизы на строительство завода. Лицензиаром выбрана компания Haldor Topsoe, а НИИК – подрядчиком для разработки проектной и рабочей документации. В настоящее время комбинат использует привозной метанол. Ввод в эксплуатацию собственного производства мощностью 500 тыс. т метанола ректификата в год позволит повысить эффективность, сократить затраты на изготовление полимеров.

Компания «Томет» осенью 2019 года анонсировала свои планы по техническому перевооружению действующего производства метанола: были определены лицензиар – датская компания Haldor Topsoe и подрядчик для оказания инженерных услуг – ГИАП. По результатам работ «Томет» планировал выйти на суточную производительность по метанолу в 1,6 тыс. т, улучшить показатели энергоэффективности производства. Плановый

срок реализации проекта был запланирован на четвертый квартал 2020 года. Однако из-за сложных судебных тяжб с компанией «Уралхим» и признанием «Томет» банкротом, реализация проекта приостановлена. Большинство оборудования уже было поставлено на площадку, началось строительство части необходимой инфраструктуры. По мнению экспертов, скорее всего реализация проекта продолжится после решения юридических проблем.

Еще один метанольный проект в центральной части России планируется реализовывать на площадке бывшего Химпрома в Волгограде. Общий объем инвестиций в него составляет около 7,5 млрд долларов. Пуск запланирован в 2024 году. В декабре 2019 генеральный директор компании-инвестора GTM One (Корпорация АЕОН) Александр Шведов заявил, что строительство метанолового



завода в Волгограде начнется в 2021 году. Предполагаемая мощность химического предприятия составляет более 1 млн т метанола в год. Вся продукция завода будет поставляться на экспорт.

Аммиак и карбамид

Другой крупнейшая ветвью метановой химии является аммиак и его переделы. Согласно исследованиям Vygon Consulting, в России аммиак занимает первое место по объемам производства среди продуктов метановой химии (17,8 млн тонн), в разы опережая метanol (4,4 млн т). Согласно прогнозам аналитиков, проведенном аналитиками в 2017 году, производство аммиака увеличится на 15 % к 2030 году и 30 % к 2050 году по сравнению. Увеличение производства аммиака будет обусловлено преимущественно ростом спроса на азотные удобрения в развивающихся странах.

Аммиачная отрасль показывает устойчивость к финансовым и экономическим изменениям. Этот год не стал исключением. Согласно данным Argus за 2020 год, рынок минеральных удобрений с началом пандемии не только не испытал заметных потрясений, а напротив, активно развивался. Так, российские производители в январе – октябре увеличили отгрузки основных видов минеральных удобрений на внутренний рынок на 11,5 %, до 8,2 млн тонн, на экспорт – на 2 %, до 27,5 млн тонн.

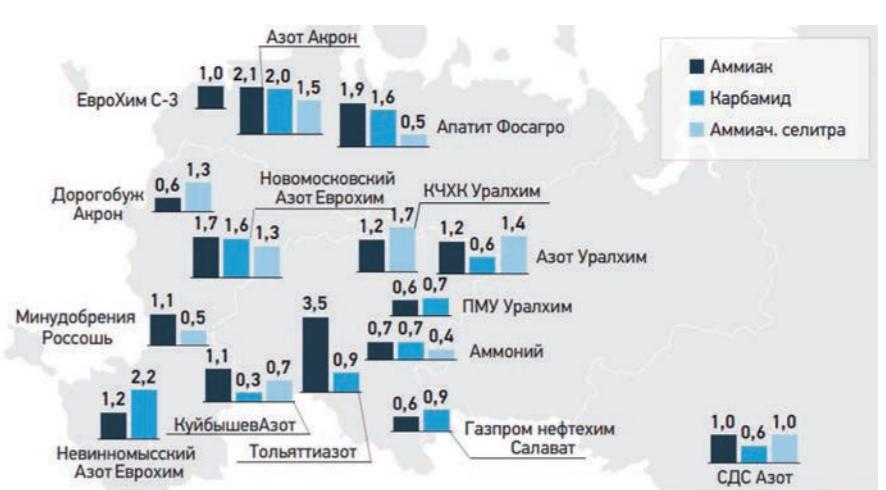
Несмотря на высокий спрос на минеральные удобрения, острая

конкуренция способствует строительству новых эффективных комплексных производств, а также модернизации существующих мощностей. Согласно исследованиям Vygon Consulting, лучшие перспективы при текущих условиях будут иметь проекты запуска производства карбамида на действующих мощностях аммиачного производства. В России заявлены несколько крупных проектов. Прежде всего стоит отметить те, о которых мы говорили в разделе про метанол – это анонсированное «Еврохимом» строительство завода в Ленинградской области мощностью 1,1 млн т аммиака и 1,4 млн т карбамида в год, а также проекте «Находкинский

завод минеральных удобрений» мощностью 1,8 млн т аммиака и 3 млн тонн карбамида в год. У компании «Щекиноазот» на 2021 год помимо комплекса метанола мощностью 500 тысяч тонн в год, о котором мы говорили в разделе про метанол, запланировано введение в эксплуатацию комплекса азотной кислоты и аммиачной селитры АК-270/АС-340. Кроме того, на площадке предприятия продолжается строительство производственного комплекса по выпуску аммиака и карбамида мощностью 525 и 700 тысяч тонн в год соответственно. Как было сказано выше, в конце 2020 года было подписано соглашение на строительство производства карбамидоформальдегидных и карбамидомеламиноформальдегидных смол, формалина.

Приоритетным инвестиционным проектом в краткосрочной перспективе лидера по объему производства метанола компании «Метафракс» является строительство производственного комплекса «Аммиак-Карбамид-Меламин (АКМ)» с бюджетом более 58 млрд рублей. Проект предполагает введение производственного комплекса, способного выпускать до 575 тыс. тонн карбамида, 308 тыс. тонн аммиака и 41 тыс. тонн меламина в год. Работа по созданию АКМ стартовала в 2016 году. Из-за пандемии ввод комплекса в эксплуатацию выходит за рамки проектных сроков. Компания испытывала логистические проблемы с доставкой импортного оборудования в Губаху, а также

РИС. 4. Существующие производственные мощности в России в 2018 году, млн т



Источники: данные компаний, VYGON Consulting

был затруднен приезд зарубежных специалистов, задействованных в проекте. «Совместно с генподрядчиками компания предпринимает все меры, чтобы минимизировать этот срок.

Хотя на самой стройке по разным объектам степень готовности – 80–95%, есть и на 100% построенные объекты», – отметил в одном из интервью председатель совета директоров Армен Гарсян.

В конце 2020 года один из лидеров рынка удобрений – компания «Акрон» анонсировала крупнейший в истории Новгородской области инвестиционный проект – строительство нового производства мощностью 1,6 млн т карбамида и 300 тыс. т товарного амиака. Сумма инвестиций по проекту составит 106 млрд рублей.

Начало реализации проекта запланировано на 2021 год, выпуск продукции – на второе полугодие 2025 года. Стоит отметить, что «Акрон» в последние несколько лет реализует серию проектов, направленных на увеличение мощностей производства амиака и его эффективной переработки в азотные удобрения. В 2021 году ожидается завершение стартовавшего в 2019 году проекта «Карбамид № 6+». Модернизация агрегата позволит увеличить мощность с 600 до 2050 тыс. тонн в сутки. Инвестиции в проект оцениваются в 85 млн долларов.

Согласно стратегии развития до 2025 года «Тольяттиазот» в расширение производственных мощностей и повышение объемов производства инвестирует порядка 112 млрд рублей. В рамках данной стратегии в 2021 году «предприятие планирует запустить комплекс по производству карбамида, разработанные в сотрудничестве с компанией Casale, мощностью 2,2 тыс. т в сутки и стоимостью свыше 25 млрд руб. Данный проект позволит увеличить существующие мощности по выпуску карбамида на 70%. В настоящий момент в выполнено более 40% строительных работ. В одном из интервью руководитель проекта Александр Постнов заявил, что компания выдерживает сроки строительства третьего агрегата и будет наращивать темп в 2021 году.

«Куйбышевазот» продолжает реализацию совместного с MET Development (проектное подразделение компании Maire Tecnimont) проекта – строительства

комплекса по производству карбамида мощностью 1,5 тыс. т в сутки. Общий размер инвестиций предварительно оценен на уровне около 160 млн евро (около 11 млрд руб.). Мощность производства составит 525 тыс. тонн в год (1500 т/сутки) карбамида. Лицензиаром проекта выбрана компания Stamicarbon, в качестве проектного института привлечены НИИК. Завершение проекта планируется в 2022 году. Кроме того, в конце 2020 года в прессе появилась информация (на данный момент не подтвержденная и не опровергнутая предприятием) о том, что «Куйбышевазот» ведет переговоры с администрации Курской области по вопросу заключения специального инвестиционного контракта для строительства комплекса по переработке минеральных удобрений стоимостью 50 млрд рублей, где оператором проекта выступит дочернее предприятие компании – «Курскхимволокно».

Кемеровский «Азот» продолжает реализовывать стартовавшую в 2018 году и рассчитанную на 6 лет программу под названием «Техническое перевооружение производства минеральных удобрений с увеличением выпуска аммиачной селитры на 220 тыс. тонн в год». Модернизация предприятия позволит, в частности увеличить выпуск аммиачной селитры в 1,6 раза за счет строительства трех цехов по ее производству. По данным сайта компании, выпуск аммиачной селитры в 2017 году при работе одного цеха составил 1 млн 50,8 тыс. тонн. Общий объем инвестиций по программе составляет 27 млрд рублей.

Филиал «Азот» «Уралхима» осенью 2020 года приступил к реализации инвестиционного проекта, который позволит увеличить мощность производства аммиачной селитры. Инвестиции холдинга составят 1,2 млрд рублей. «К маю 2021 года проведем монтаж и включение в работу установки охлаждения гранул аммиачной селитры. Второй этап намечен на лето 2022 года – окончание монтажа основного и вспомогательного оборудования и запуск его в работу», – прокомментировал сроки реализации проекта Андрей Михеев, заместитель директора по развитию филиала «Азот».

На 2021 год был запланирован запуск завода удобрений

в Орловской области. Компания «Орелметахим» еще в 2017 году подписала с правительством региона инвестиционное соглашение о реализации проекта по строительству завода мощностью 700 тыс. тонн гранулированного карбамида в год. Однако в 2020 году компания испытала трудности с подготовкой необходимой документации. О новых сроках реализации не сообщается. Объем инвестиций оценивается на уровне 181 млн евро. Срок окупаемости проекта по различным подсчетам составит от 7 до 9,5 лет. Время строительства – 40–48 месяцев.

Ключевые проекты по производству полиолефинов в России

С точки зрения денежного оборота мировая торговля полимерами приближается к объему продукции черной металлургии. Рыночная стоимость некоторых видов малотоннажной продукции иногда превышает цены на золото и драгоценные камни. После четырех-пяти этапов переработки углеводородного сырья стоимость конечной продукции увеличивается в 8–10 раз. Например, это цепочка: природный газ – этан – этилен – полиэтилен – полиэтиленовая продукция. Некоторые продукты на 7–8-м этапе переработки нефти и попутного нефтяного газа (ПНГ) в 100 и более раз превышают стоимость аналогичного сырья.

В 2020–2030 годах в России ожидается реализация ряда ключевых новых проектов по производству полиолефинов.

«СИБУР» приступил к реализации проекта Амурского газохимического комплекса (ГХК). Мощности завода по производству базовых полимеров составят 2,3 млн т полиэтилена и 400 тыс. т полипропилена в год. Продукция комплекса будет представлена широким марочным ассортиментом. Основным сырьем станут этановая фракция и сжиженные углеводородные газы с Амурского газоперерабатывающего завода «Газпрома», которые будут поступать в объеме до 3,5 млн тонн в год. Ввод комплекса в эксплуатацию запланирован на 2024–2025 год. По предварительным оценкам инвестиции в проект составят порядка 10–11 млрд долларов.

В текущем году крупнейший проект «СИБУРа», выводящий нашу страну в десятку лидеров мира по производству базовых полимеров, «Запсибнефтехим», должен заработать на полной проектной мощности – по данным компании, в 3 квартале 2020 года были получены первые 1,5 млн тонн продукции, максимальная загрузка оборудования комплекса превышала 80% в тот период.

Масштабная стройка планируется и в Ленинградской области. В марте 2019 года «Газпром» и «Русгаздобыча» приняли решение о создании крупного комплекса по переработке этанодержащего газа и производству сжиженного природного газа (СПГ) в районе Усть-Луги. Он предусматривает создание мощностей по переработке 45 млрд кубометров газа в год, производству и отгрузке 13 млн тонн СПГ, до 4 млн тонн этана (сырец для полиолефинов) и более 2,2 млн тонн сжиженных углеводородных газов (СУГ). По планам «Газпрома», основная часть СПГ будет поставляться в Индию и в Пакистан. Об ассортименте полимерной продукции пока информации нет, но эксперты предполагают, что она будет ориентирована на экспорт в Европу и на внутренний рынок. Изначально ввод в эксплуатацию первой очереди комплекса был намечен на вторую половину 2023 года, второй очереди – до конца 2024 года. Однако из-за пандемии сроки реализации были перенесены на более поздний срок. Ориентировочная стоимость проекта составляет около 20 млрд долларов.

Запуск еще одного проекта по производству полимеров запланирован на 2024 год. Строительство Иркутского завода полимеров является частью газового проекта Иркутской нефтяной компании (ИНК), включающего создание системы добычи, подготовки, транспорта и переработки природного и попутного нефтяного газа с месторождений, и участков недр, разрабатываемых ИНК в Восточной Сибири. Сырьем будет этан, вырабатываемый на Усть-Кутском ГПЗ, который в настоящее время строит также оператор данного проекта ИНК. Мощность завода – 650 тыс. тонн полиэтилена в год. Ориентировочная стоимость проекта составляет более 2 млрд долларов.

ИКТ приступила к строительству газоперерабатывающего завода в Усть-Куте, а также трех установок подготовки газа на месторождениях. В конце 2020 года Главгосэкспертиза одобрила строительство завода полимеров.

На площадке «Нижнекамскефтехим» идет строительство нового этиленового комплекса. Завод будет ежегодно производить 600 тыс. т этилена, 270 тыс. т пропилена, 248 тыс. т бензола, 89 тыс. т в год бутадиена. На предприятии планируется создать 600 новых рабочих мест. Первую очередь завода намерены сдать в 2023 году, после чего планируется начать вторую. Ожидается, что полностью предприятие будет построено в 2027 году.

«Лукойл» планирует увеличить выпуск полиолефинов за счет двух новых инвестиционных проектов: в Кстово и в Буденновске. Летом 2020 года компания выбрала лицензиара для установки по производству полипропилена производительностью 500 тыс. тонн в год. Им стала Lummus Technology. Также соглашение включает в себя базовое проектирование, обучение персонала и поставку катализаторов. Еще один анонсированный проект «Лукойла» – газохимический комплекс в Ставропольском крае на базе действующего производства «Ставролена». Завод будет перерабатывать газ с Каспийских месторождений. Ранее отмечалось, что первая очередь завода будет выпускать карбамид, вторая – полиэтилен и полипропилен. Мощность предприятия по газопереработке озвучивалась в 1–3 млрд кубометров в год. Объем инвестиций в проект оценивается в 2 млрд долларов.

В стратегии развития компании «Газпром нефтехим Салават» до 2020 года, помимо модернизации производства минеральных удобрений для увеличения мощности и качества продукции, описаны задачи по расширению существующих нефтехимических производств (например, комплекс изомеризации) параллельно с осуществлением проектов по добавлению новых установок и модернизацией НПЗ (комплекс каталитического крекинга). В области производства основной акцент делается на и качества производимых продуктов.

Взгляд в будущее: возможности для «зеленых» инноваций

Для мировой нефтегазовой химии основной движущей силой являются инновации, новые технологии и продукты. Современная мировая нефтегазовая химия основывается на так называемых мега-установках, которые обеспечивают хорошие технико-экономические показатели за счет высокого технического оснащения и «эффекта масштаба».

Изменения в структуре существующей сырьевой базы в нефтехимической отрасли. Среднее мировое соотношение составляет 60% сырой нефти и 40% газа. В России, крупнейшей стран-производителем газа, доля газа составляет 25%. Япония и ЕС, т.е. традиционные импортеры сырья, имеют примерно одинаковые показатели. В США, Канаде и ряде других нефтегазодобывающих стран доля газового сырья, этана, пропан-бутана и т.д. в потреблении нефтегазохимии достигает 70%. По расчетам, потенциал добычи ценных компонентов для газохимической промышленности составляет не менее 50 млн т рациональное использование ПНГ. Предварительные расчеты эффективности работы типовых газохимических комплексов различной специализации: основного, производства пропиленовой и пропиленовой продукции, «полимерной» «химической» и «нефтехимической», показывают внутреннюю норму рентабельности проектов от 16 до 25%. Чистая дисконтированная прибыль составляет от 31 до 231 млн долларов. Современный газоперерабатывающий завод со средней мощностью переработки 3 млрд куб. м в год стоит не менее 400–500 млн долларов со сроком окупаемости 5–7 лет и более.

На рынке появятся химические продукты с принципиально новыми возможностями применения. Это будут термопластичные композиционные материалы на основе полимеров; пластмассы с длительным жизненным циклом; материалы, способные к самоадаптации; высокотехнологичные волокна нового поколения; самовосстанавливающиеся

экорезина; «умные» наноматериалы, меняющие форму по желанию потребителя; аморфные полимеры, восстанавливающие поврежденные покрытия; биосовместимые и биоразлагаемые материалы и т.д. р. Международные эксперты связывают переход на новый технологический режим с формированием мирового рынка газа как основного сырья «новой волны».

Интеграция нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов уже некоторое время занимает сердца и умы руководителей мировой промышленности, и все еще существует значительный потенциал для дальнейшего развития этого процесса. Основной причиной изменений является изменение спроса на топливо и химию.

Многие новые и комплексные предприятия в странах Ближнего Востока и Азии включают в себя как нефтеперерабатывающие, так и химические процессы, увеличивая общий коэффициент конверсии и маржу. Как правило, производство топлива позволяет получить добавленную стоимость на уровне около 15 \$/баррель сырой нефти, в то время как нефтехимическая промышленность «прибавляет» дополнительные 30 \$/баррель.

Крупнейшие технологические компании, такие как ExxonMobil и Honeywell UOP, прогнозируют, что будущий нефтеперерабатывающий актив будет: полностью интегрированным (концепция «нефть-в-химию»), подключенным (цифровым) и гибким (с точки зрения сырья и изменения технологических параметров).

Общее развитие отрасли будет напрямую зависеть от координации деятельности по всей цепочке: добыча – переработка нефти и газа, включая утилизацию ПНГ, производство удобрений, а также добыча метана из угольных пластов – газохимия, которую теперь следует рассматривать как единую отрасль, конечную продукцию химического комплекса.

Специальные химические вещества могут играть еще большую роль в устойчивом развитии в будущем. Существуют значительные возможности для внедрения таких инноваций. Специальные химические вещества торгуются на базе их характеристик или функций, а не химического состава. Следовательно, цена

имеет важное значение, но не является императивом. Кроме того, специальные химические вещества ближе к потребителю, чем товарные химические вещества. Продукты, включающие «зеленые» специальные химические вещества, могут вызвать интерес потребителей к окружающей среде и биологическим ингредиентам. Пути к более «зеленым» специальным химическим веществам включают их использование:

- возобновляемого сырья, полученного из альтернативных источников. В целом, материалы на биологической основе имеют меньший углеродный след (выбросы парниковых газов), чем их нефтехимические аналоги. Но есть и особенность: происхождение сырья имеет значение. Изменения в землепользовании могут иметь серьезные негативные последствия для углеродного следа.
- Биокатализаторы и биотехнологии. Биотехнологии предлагают устойчивый путь к получению продукции с высокой добавленной стоимостью. В качестве примера можно привести подсластители из стевии.
- Отходы в качестве сырья. Использование отходов в качестве сырья поддерживает экономику замкнутого цикла, перерабатывая их в полезные продукты. Примерами специальных химических веществ, которые могут быть получены из отходов, являются полиполы из отходящих газов (например, дымовые газы сталелитейных заводов и отходящие газы нефтеперерабатывающих заводов); фурфурол из биомассы; и полигидроксилканоаты – биоразлагаемые полимеры – из биогаза (путем анаэробного брожения).
- Спрос на карбамид растет вследствие увеличения потребления продуктов питания и высокого спроса на него в технических направлениях (меламин и жидкость для очистки дизельных выхлопных газов). Мировой спрос на карбамид в настоящее время составляет 167 млн. тонн в год, и ожидается, что он будет расти на уровне 1,5% в год, до 179 млн тонн к 2022 году. Факторами, определяющими себестоимость

производства карбамида, являются природный газ, низкие затраты на строительство установок и эксплуатационные расходы. Уверенный рост спроса на карбамид в России и странах бывшего СССР, обусловленный увеличением производства удобрений и спроса на меламин. В дополнение к ожидаемому замедлению темпов расширения мощностей, начиная с 2019 года, потенциал роста цен на карбамид.

Заключение

В результате изменения стратегии химических компаний могут получить следующие результаты: дополнительные клиентоориентированные модели или модели на основе данных; повышение уровня локализации деятельности и реконфигурация цепочек поставок, для того чтобы стать ближе к клиентам; резкое сокращение объемов выпуска продукции, которое компенсируется за счет использования новых моделей монетизации; увеличение количества партнеров и расширение экосистемы компаний для распределения риска развития, дополнения технических компетенций и устранения разрыва в цепочке создания стоимости с конечными пользователями; рост применения технологий, в частности искусственного интеллекта; трансформационные изменения в самосознании и культуре компании для реализации новых возможностей.

Российским нефтегазовым компаниям необходимо будет заново оценить будущие стратегии развития в меняющихся условиях. В настоящее время мы видим, что больше внимания стало уделяться возобновляемым источникам энергии и устойчивым решениям для нефтехимии. Российские нефтегазовые компании также должны будут рассмотреть этот вопрос, если они хотят сохранить доступ к экспортным рынкам.

Некоторые из ключевых проблем и возможностей будут связаны с новыми трендами, среди которых стоит отметить возрастающую роль ВИЭ, разработки, основанные на использовании биотоплива, технологии рециклирования и активное использование газа. ●

KEYWORDS: petrochemicals, gas chemistry, polymers, polyethylene, ammonia, methanol, urea.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

3–5 февраля

Open Talks.AI 2021

Москва, Конференц-зал гостиницы «Космос»

4–5 февраля

Инфофорум-2021

Москва, ул. Новый Арбат, 36

10–12 февраля

Выставка и саммит нефтегазовой промышленности

NAPE Week 2021

США, Хьюстон, George R. Brown Convention Center

12 февраля

IV Международная конференция

РЫНОК нефтепродуктов России и СНГ

Москва, Отель «Балчуг Кемпински»

ФЕВРАЛЬ

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

10–12 февраля

Камский промышленный форум-2021

Набережные Челны

18 февраля

III Конференция
Инвестиционные проекты, модернизация, закупки в электроэнергетике

ИнвестЭнерго-2021

Москва, Отель InterContinental

ТАМПОНАЖНЫЕ СОСТАВЫ для РИР

**Магадова
Любовь Абдулаевна**

заместитель заведующего кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, д.т.н., профессор, директор НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

**Шидгинов
Залим Асланович**

заведующий сектором буровых растворов НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

**Степанцев
Александр Алексеевич**
инженер сектора химических реагентов для ремонта скважин НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

**Аксенова
Светлана Валерьевна**
инженер сектора химических реагентов для ремонта скважин НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНОМ ЦЕНТРЕ «ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ» ПРИ РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА В ЛАБОРАТОРИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН БЫЛИ РАЗРАБОТАНЫ ТАМПОНАЖНЫЕ СОСТАВЫ НА ОСНОВЕ МИКРОЦЕМЕНТА, МАГНЕЗИАЛЬНОГО ЦЕМЕНТА И СИНТЕТИЧЕСКИХ СМОЛ ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА СКВАЖИНАХ. ПРОВЕДЕНЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗРАБОТАННЫХ МАТЕРИАЛОВ. ПРОИЗВЕДЕНА ОЦЕНКА ПРОНИКАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ

IN THE SCIENTIFIC AND EDUCATIONAL CENTER "OILFIELD CHEMISTRY" AT GUBKIN RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL AND GAS (NATIONAL RESEARCH UNIVERSITY) IN THE LABORATORY OF TECHNOLOGICAL FLUIDS FOR WELL DRILLING AND REPAIR, THERE WERE DEVELOPED PLUGGING COMPOSITIONS BASED ON MICROCEMENT, MAGNESIUM CEMENT AND SYNTHETIC RESINS FOR REPAIR AND INSULATION WORKS IN WELLS. IN THIS PAPER, THE RESEARCH OF THE PLUGGING MATERIALS WAS CARRIED OUT. THE PENETRATION CAPACITY OF PLUGGING COMPOSITIONS WAS ESTIMATED

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы (РИР), тампонажный состав, проникающая способность, поровое пространство, портландцемент, микроцемент, размер частиц, синтетические смолы.

Высокий процент обводненности скважин на сегодняшний день является одной из основных проблем нефтегазовой отрасли. Основными техническими причинами обводнения могут быть: негерметичность и дефекты эксплуатационной колонны, нарушение герметичности заколонного пространства, межпластовые перетоки, поступление на забой подошвенной воды и другие причины. Зачастую возникновение негерметичности эксплуатационных колонн связано с качеством первичного цементирования, однако значительную роль играют и условия эксплуатации самих скважин. Для решения

данных проблем необходимо своевременное проведение ремонтно-изоляционных работ. Ремонтно-изоляционные работы (РИР) – это совокупность мероприятий по перекрытию путей проникновения воды в скважину, изоляции обводненных пластов и ликвидации заколонных перетоков. Такие работы достаточно трудоемки и требуют тщательного подбора закачиваемого изолирующего состава.

Главное требование к технологии РИР – обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного состава в скважину и их прокачивание в необходимый интервал. В настоящее время все изолирующие материалы для проведения ремонтно-изоляционных работ на скважинах по механизму действия можно разделить на 5 больших групп [1]:

1. отверждающиеся составы;
2. гелеобразующие составы;
3. пенные и эмульсионные составы;
4. осадкообразующие материалы;
5. комбинированные материалы.

УДК 622.24



Твердеющие (отверждающиеся) составы – наиболее обширная группа материалов для РИР. Составы готовят на основе неорганических веществ (различные цементы, силикатные растворы), органических веществ (синтетические смолы и кремнийорганические соединения) или их комбинаций (полимерцементные составы).

Успешность ремонтно-изоляционных работ на нефтяных и газовых скважинах зачастую зависит от качества используемых тампонажных материалов.

Поэтому к составам предъявляют ряд требований, в зависимости от условий и вида работ на скважине:

- высокая проникающая способность;
- хорошие реологические свойства;
- регулируемое время загустевания;
- устойчивость тампонажного камня к нагрузкам;
- отсутствие усадки и другие требования.

Более подробно стоит остановиться на проникающей способности тампонажных растворов в условиях пласта.

Проникающая способность тампонажных составов

Поровое пространство горных пород определяется химическим составом, гранулометрическим составом и формой частиц, слагающих породу и другими показателями [2].

По размеру пор все поровые каналы пластов можно разделить на:

- сверхкапиллярные – размеры пор более 0,5 мм ($> 5 \text{ мкм}$);
- капиллярные – размеры пор от 0,5 до 0,0002 мм (5–0,2 мкм);
- субкапиллярные – размеры пор менее 0,0002 мм ($< 0,2 \text{ мкм}$).

По крупным каналам и порам движение флюидов происходит свободно, а по капиллярным – под действием капиллярных сил. Породы с субкапиллярными каналами почти непроницаемы [2].

В терригенных коллекторах размеры пор изменяются в широком диапазоне – от 0,1 мкм (аргиллиты и алевролиты) до 500–1000 мкм (слабосцепментированные песчаники). В среднепроницаемых терригенных коллекторах размер пор может достигать от 10–20 мкм до 100–150 мкм, а в слабопроницаемых коллекторах – от 1–2 мкм до 20–25 мкм [3].

Карбонатные коллекторы имеют кавернозное строение порового пространства. В основном емкость карбонатных коллекторов представляет собой отдельные крупные поры диаметром от 50 до 100 мкм и каверны выше 1000 мкм, которые соединяются между собой более тонкими поровыми каналами диаметром от 1–2 до 20–50 мкм и микротрецинами раскрытостью от 1–2 до 20–40 мкм [4].

В терригенных коллекторах более однородный размер пор. Следовательно, фильтрационно-емкостные свойства в поровом объеме распределены достаточно равномерно.

В большинстве случаев в качестве материалов для РИР применяют составы на основе минеральных

вяжущих. Такие системы представляют собой суспензии. Очевидно, для более глубокого проникновения тампонажного состава в поры пласта его реагенты должны иметь наименьший диаметр цементных частиц.

Экспериментальная часть

В НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в лаборатории технологических жидкостей для ремонта и бурения скважин исследуются составы на основе портландцемента, микроцемента и магнезиального цемента. Каждый вид характеризуется своим распределением размеров твердых частиц.

В 1977 году А. Абрамс в ходе экспериментов [5] предложил два критерия касательно добавления частиц в буровые растворы с целью создания слоя на горной породе, исключающего возможность фильтроваться раствору в породу:

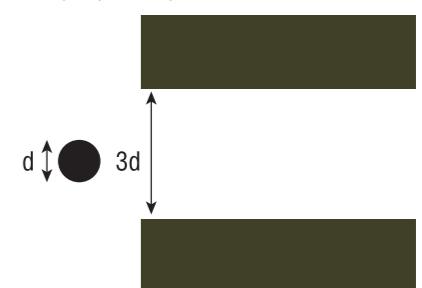
1. Средний размер частиц твердой «кольматирующей» добавки должен быть равен или немного больше одной трети от среднего размера пор породы:

$$d_k = \frac{1}{3} d_{\text{пор}}, \quad (1)$$

где

d_k – диаметр кольматанта;
 $d_{\text{пор}}$ – средний диаметр пор породы;

РИС. 1. Соотношение размера частиц и пор горной породы



2. Концентрация кольматирующих твердых частиц должна быть не менее 5 процентов по объему от всех твердых частиц раствора.

Применив первый критерий к проникающей способности тампонажного раствора, получим новое правило. Чтобы частицы проникали в пористую горную,





средний размер твердых частиц должен быть меньше одной трети среднего размера пор горной породы:

$$d_{\text{тв.ч.}} \leq \frac{1}{3} d_{\text{пор.}} \quad (2)$$

Из второго критерия условно можно сделать вывод, что частиц такого размера должно быть не более 5 % от общего объема твердых частиц раствора.

На рисунке 2 отображено распределение размеров частиц тампонажных материалов, измеренное с помощью лазерного дифракционного анализатора размеров частиц SALD 7101 фирмы Shimadzu (Япония).

Как видно из графика, у ПЦТ-1-50 95 % частиц имеет диаметр 40 мкм, у Микродура (Dyckerhoff Mikrodur) – 12 мкм, а у оксида магния – 3 мкм.

Таким образом, можно сделать вывод о возможности применения того или иного типа тампонажного материала (таблица 1).

Следовательно, исходя из данных таблицы, традиционный цемент способен проникать

в поры размером более 200 мкм, микроцемент – более 50 мкм, а магнезиальный цемент – более 10 мкм.

Выбор изолирующего материала во многом определяется приемистостью скважины в интервале нарушений. В технологических расчетах используется коэффициент

приемистости скважины, равный отношению количества рабочего агента, закачиваемого в пласт в единицу времени, к репрессии, создаваемой на забое скважины при закачке.

Коэффициент приемистости $[(\text{м}^3/\text{сут})/\text{МПа}]$ скважины определяется по формуле 3:

$$K = \frac{Q_B}{(P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}})}, \quad (3)$$

где

Q_B – расход жидкости, закачиваемый в скважину, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}}$ – репрессия, создаваемая на забое скважины (разность забойного и пластового давлений), МПа.

Потребность в полимерных тампонажных составах, не содержащих в своем составе твердые взвешенные частицы, возрастает по мере снижения приемистости скважин.

Чаще всего для борьбы с обводненностью скважин при проведении РИР применяют тампонажные растворы на основе портландцемента в виде их

РИС. 2. Распределение размеров частиц некоторых тампонажных материалов

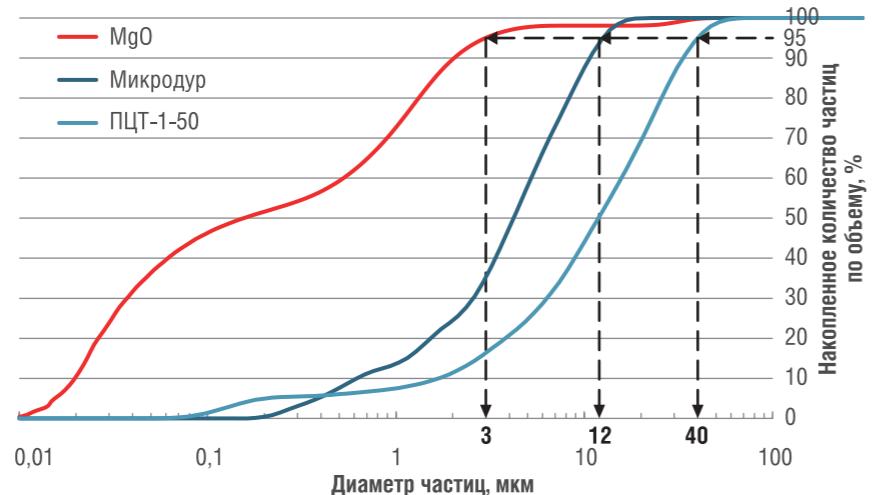


ТАБЛИЦА 1. Проникающая способность тампонажных материалов

Тампонажный материал	Приведенный размер частиц, мкм	Средний размер пор, мкм			
		>200	50	10	≤5
ПЦТ-1-50	3×40 = 120	+	-	-	-
Микродур	3×12 = 36	+	+	-	-
MgO	3×3 = 9	+	+	+	-
Синтетические смолы (фенолформальдегидная, эпоксидная)	-	+	+	+	+

РИС. 3. Проникновение состава из эпоксидной смолы в песочную пачку



экономической доступности. Однако тампонажный портландцемент не может полностью соответствовать различным требованиям промысловой практики, а в определенных условиях оказывается полностью непригодным для водоизоляционных работ.

На сегодняшний день разработаны рецептуры отверждающихся тампонажных составов на основе микроцемента [6], магнезиального цемента и других структурообразователей с меньшим размером частиц для улучшения проникающей способности. Такие суспензии применяют для работ, в которых использование традиционного цемента нецелесообразно.

В том случае когда необходимо максимально возможное проникновение изолирующего материала, применение цементных растворов может быть неэффективно. Поэтому целесообразно использовать синтетические смолы. Составы на основе смол, ввиду отсутствия в составе твердых взвешенных частиц, могут глубоко проникать в пласти и обеспечивать полную герметизацию микротрещин и каналов как в пласте, как и в цементе.

В НОЦ «Промысловая химия» исследуются составы на основе фенолформальдегидных, ацетонформальдегидных и эпоксидных смол. В лаборатории технологических жидкостей для ремонта и бурения скважин были разработаны двухкомпонентные системы из смолы и отвердителя. Образование сшитой полимерной структуры в таких материалах возникает за счет реакций полимеризации и поликонденсации.

Проиллюстрировать проникающую способность смол можно с помощью песчаной пачки. Полимерная жидкость на основе эпоксидной смолы смогла легко пройти через пачку песка (рисунок 3). С течением времени смоляной состав образовал трехмерную сшитую структуру и затвердел во всем объеме песка. Недостатком смоляных составов на данный момент является высокая стоимость по сравнению с цементами.

Выводы

Эффективность ремонтно-изоляционных работ в основном зависит от качества тампонажного материала. В данной работе исследованы разработанные в лаборатории НОЦ «Промысловая химия» тампонажные составы на основе микроцемента, магнезиального цемента, синтетических смол. Показано распределение размеров частиц тампонажных составов на основе минеральных вяжущих. Проведена оценка проникающей способности разработанных тампонажных растворов.

Литература

- Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 т.: монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. – Т. 2. – 2012. – 576 с.
- Физика нефтяного и газового пласта. Гиматудинов Ш. К. Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. – М.: «Недра», 1971. – 312 с.
- Демахин С.А., Демахин А.Г. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины: Справочное пособие. – М.: «Издательский дом Недра», 2011. – 213 с.
- Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: «Недра», 1980. – 202 с.
- Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion // SPE-5713-PA, 1977.
- Магадова Л.А., Ефимов Н.Н., Козлов А.Н., Шидгинов З.А., Ефимов М.Н. К вопросу повышения качества ремонтно-изоляционных работ в низкопроницаемых коллекторах нефтяных и газовых скважин // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 6. – С. 80–87.

KEYWORDS: repair and insulation works (R/IW), plugging composition, penetration capacity, the pore space, portlandcement, microcement, particle size, synthetic resins.



ПОЛИМЕРНЫЕ СУСПЕНЗИИ для эффективного бурения

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ФИЛЬРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ЗНАЧИТЕЛЬНО ВЛИЯЮТ НА ТЕХНОЛОГИЮ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ И ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКОВЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ. ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭТИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ НЕГЛУБОКИХ СКВАЖИН МОГУТ ПРИМЕНЯТЬСЯ ГЛИНОПОРОШКИ И СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ПОЛИМЕРЫ ПРИ БУРЕНИИ БОЛЕЕ ПРОТЯЖЕННЫХ СТВОЛОВ. КРОМЕ ТОГО, ПОЛИМЕРНЫЕ РЕАГЕНТЫ МОГУТ ВЫПОЛНЯТЬ РЯД ДРУГИХ ФУНКЦИЙ, ТАКИХ КАК ИНГИБИРОВАНИЕ, ИНКАПСУЛЯЦИЯ, ФЛОКУЛЯЦИЯ И Т.Д. ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И ФИЛЬРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НАИБОЛЕЕ ШИРОКО ПРИМЕНЯЮТСЯ ПОЛИМЕРНЫЕ ПОЛИСАХАРИДНЫЕ РЕАГЕНТЫ, ТАКИЕ КАК КМЦ, ПАЦ

RHEOLOGICAL AND FILTRATION PROPERTIES SIGNIFICANTLY AFFECT THE TECHNOLOGY OF WELL MAKING AND THE LIKELIHOOD OF COMPLICATIONS. TO REGULATE THESE PARAMETERS WHEN DRILLING SHALLOW WELLS, MUD POWDERS AND SPECIALIZED POLYMERS CAN BE USED WHEN DRILLING LONGER WELL HOLES. IN ADDITION, POLYMERIC REAGENTS CAN PERFORM A NUMBER OF OTHER FUNCTIONS, SUCH AS INHIBITION, ENCAPSULATION, FLOCCULATION, ETC. TO REGULATE THE RHEOLOGICAL AND FILTRATION PROPERTIES, POLYMERIC POLYSACCHARIDE REAGENTS SUCH AS CMC, PAC ARE MOST WIDELY USED

Ключевые слова: супензия, стабильность, полимерный реагент, буровой раствор, предотвращение осложнений.

**Королев
Алексей Сергеевич**

Инженерная школа
природных ресурсов ТПУ,
аспирант ОНД

**Минаев
Константин Мадестович**

Инженерная школа
природных ресурсов ТПУ,
к.х.н., доцент ОНД

Эффективность применения полимеров определяется количеством реагента, необходимого для придания промывочной жидкости требуемых свойств, и зависит от концентрации и скорости растворения реагента.

Проблемой использования полимерных реагентов при приготовлении промывочных и других технологических жидкостей (например, при полимерном заводнении при организации системы ППД) является образование агломератов

полимера, которые трудно поддаются диспергированию [1, 2]. Обычно обработка бурового раствора производится с ограничением скорости ввода реагента, например 15–20 минут на мешок, при которой размер образующихся агломератов не оказывает существенного влияния на промывочную жидкость. В случае когда требуется быстрая обработка большого объема промывочной жидкости, ввод полимера может привести к образованию значительных по размеру агломератов.

Данные агломераты получили название «рыбий глаз» [1–3]. Они возникают, когда частицы полимера начинают гидратироваться и на их поверхности появляется оболочка из высоковязкого геля.

УДК 622.24.063.2

РИС. 1. Слоистая структура растворяющегося полимера



Данные оболочки обладают высокой липкостью и прочностью. В результате, если частицы не были диспергированы и находились достаточно близко друг к другу, происходит слипание оболочек и образование агломерата.

Данные структуры растворяются намного дольше за счет меньшей площади контакта с водой, а из-за образования достаточно прочной оболочки не поддаются повторному диспергированию. Появление этих агломератов способно привести к значительным проблемам не только на поверхности, но и в скважине.

В условиях буровой формирование агломератов приводит к увеличению времени приготовления промывочной жидкости в целом. За счет высокой липкости слоя геля происходит потеря полимерного реагента за счет его осаждения на оборудование. Также не растворившийся полимер способен забивать сите и фильтры, приводить к частичному или полному закупориванию гидравлических линий. При попадании агломератов полимерного реагента в скважину они могут приводить к закупориванию перфорационных отверстий, фильтров-хвостовиков, к нарушению проницаемости гравийных фильтров. Агломераты небольшого размера способны приводить к уменьшению проницаемости призабойной зоны пласта [3]. При этом их удаление представляет серьезную проблему.

Таким образом, предотвращение образования агломератов при использовании полимерных реагентов является актуальной задачей, решение которой положительно скажется на процессе строительства скважины в целом. Для этого необходимо детальное понимание поведения полимерных реагентов при контакте их с растворителями.

При растворении неполимерного материала в подходящем растворителе процесс начинается

сразу и определяется внешним сопротивлением массообмена через слой жидкости, непосредственно прилегающий к поверхности раздела растворитель – растворяемое вещество.

Для полимеров процесс растворения рассматривается иначе. Причина этого: размер молекул полимеров значительно превышает размер молекул растворителя [4]. Весь процесс можно разделить на две стадии: стадию диффузии молекул растворителя в полимер и стадию «распутывания» или отрыва цепей.

При этом формируется слоистая структура, состоящая из шести слоев. Кроме слоев незатронутого полимера и чистого растворителя, выделяются слои инфильтрации, твердый набухший, гелеобразный и жидкий, т.е. раствор полимера (рисунок 1) [5].

В процессе растворения полимера лимитирующим процессом является проникновение молекул растворителя через гелеобразный слой вглубь частицы, пока это происходит, частицы полимера некоторое время пребывают в растворе. При этом если полимер не был диспергирован при контакте с растворителем, т.е. поступил в форме комка или агломерата, то проникновение растворителя начнется только в те частицы полимера, которые находились на поверхности агломерата. Это приведет к формированию объединенной слоистой структуры, которая будет изолировать внутренние частицы от гидратации. Гелеобразный слой в полимерной частице обладает большой прочностью, поэтому повторное диспергирование образовавшегося агломерата затруднено. Таким образом, эти структуры могут находиться в не растворившемся виде длительное время, до тех пор пока в их внутреннюю часть не проникнет растворитель.

Решение проблемы неудовлетворительного диспергирования, которое вызывает формирование агрегатов, возможно с применением различных способов. Каждый из этих способов реализует появление задержки гидратации частицы полимера. Существуют следующие возможные решения:

- супензии полимера, при которой задержку перед гидратированием обеспечивает слой жидкости, разделяющий частицы;
- поверхностная модификация частиц полимера, которая включает обработку частиц полимера диспергаторами или поверхностное сшивание молекул полимера.

Супензии являются перспективным направлением, поскольку не только способны обеспечить предотвращение образования агломератов, а также обеспечивают возможность механизации ввода полимерного реагента. Они представляют собой взвесь частиц полимера в буферной жидкости (жидкости-носителе), которая не вызывает гидратации этого полимера и может быть удалена с его поверхности при контакте с водой.

К супензиям предъявляется несколько обязательных требований. Первое – седиментационная устойчивость. Если супензия нестабильна, то взвешенный полимер выпадает в осадок, формируя плотную упаковку, также называемую «hard pack», что не позволяет ему полностью диспергироваться при попадании в воду, поскольку толщина слоя жидкости между частицами становится недостаточной. Необходимо добиваться такой стабильности супензии, когда буферная жидкость не отделяется совсем или формируется рыхлая упаковка («soft pack»), при которой между частицами полимера сохраняется



РИС. 2. Образец нестабильной суспензии КМЦ в дизельном топливе



слой жидкости достаточной толщины. Пример нестабильной суспензии, формирующей плотную упаковку, изображен на рисунке 2. Видно, что осевший полимер не возвращается во взвешенное состояние при переворачивании емкости – такую суспензию затруднительно диспергировать повторно.

В качестве жидкостей-носителей могут применяться как водорастворимые, так и водонерастворимые жидкости. В качестве водонерастворимой жидкости-носителя наибольшее

предпочтение отдается дизельному топливу, поскольку для него существует большое количество методов модификации реологических свойств. Суть этих методов сводится к прианию дизельному топливу тиксотропных свойств или увеличению вязкости без изменения реологической модели. Второй способ не подходит для создания суспензий, поскольку не обеспечивает поддержания частиц во взвешенном состоянии. Поэтому для применения в суспензиях дизельному топливу придаются неньютоновские свойства путем создания тонкодисперсной суспензии гидрофобных частиц-стабилизаторов.

Водорастворимые жидкости-носители являются более предпочтительными. Это связано с тем, что они не образуют пленку на поверхности бурового раствора, а также могут оказывать меньшее влияние на свойства промывочной жидкости. Сложности использования водорастворимых жидкостей связаны с подбором стабилизатора, а также с более

высокой стоимостью. В данной работе в качестве водорастворимой основы для суспензии использовался флотореагент оксаль Т-92. Выбор обусловлен тем фактом, что при добавлении в буровой раствор Т-92 уменьшает вязкость фильтрационной корки, что приводит к снижению вероятности дифференциального прихвата [6].

Испытание стабильности суспензионной формы полимеров заключается в приготовлении 10 мл суспензии с массовой долей полимера 33 %. Приготовленная суспензия помещается в мерный цилиндр со шкалой, проградуированной до 10 мл и ценой деления 0,2 мл, и оставляется в покое в течение заданного времени. Каждые 24 часа в течение трех суток визуально определяется объем жидкости, свободной от полимера. Результат испытания записывается как доля свободной жидкости от всего объема суспензии. В качестве суспендируемого полимера использовалась полианионная целлюлоза (ПАЦ).

ТАБЛИЦА 1. Результаты испытания суспензий полимера на стабильность

Состав основы (процент от массы суспензии)	Процент свободной жидкости, %			Процент свободной жидкости, %	После 10 суток
	24 ч (1 сутки)	48 ч (2 суток)	72 ч (3 суток)		
Оксаль Т-92	Без добавок	20,0 %	45,0 %	45,0 %	hard pack
	4 % орг. гл.	26,1 %	43,0 %	43,0 %	hard pack
	2 % орг. гл. + 2 % ИПС	25,1 %	46,0 %	46,1 %	hard pack
	2 % орг. гл. + 2 % H2O	26,8 %	45,8 %	45,8 %	hard pack
	4 % орг. гл. + 4 % ИПС	33,5 %	47,1 %	47,1 %	hard pack
	4 % орг. гл. + 4 % H2O	31,9 %	46,5 %	46,5 %	hard pack
ДТ	Без добавок	46,3 %	46,3 %	46,3 %	hard pack
	1 % орг. гл.	45,8 %	45,8 %	45,8 %	hard pack
	2 % орг. гл.	45,8 %	45,8 %	45,8 %	hard pack
	4 % орг. гл.	41,2 %	45,2 %	45,2 %	hard pack
	6 % орг. гл.	0,8 %	1,3 %	1,3 %	Стаб.
	8 % орг. гл.	0,4 %	0,7 %	0,7 %	Стаб.
	1 % соль ЖК	25,7 %	26,5 %	26,5 %	Пригод., soft pack
	1,5 % соль ЖК	13,9 %	13,9 %	15,3 %	Стаб.
	2 % соль ЖК	3,5 %	8,6 %	11,4 %	Стаб.
	2,5 % соль ЖК	1,4 %	5,7 %	6,4 %	Стаб.
	3 % соль ЖК	1,4 %	2,8 %	2,8 %	Стаб.

РИС. 3. Образцы суспензий на основе оксала и дизельного топлива



и органоглина выпадали в плотный осадок («hard pack»), что не позволяло использовать суспензию по назначению. Результаты приведены в таблице 1.

Для обеспечения стабильности суспензии на основе дизельного топлива было использовано два компонента: органофильтра глина и соль жирной кислоты [7]. Седиментационная стабильность при использовании органоглины достигается при минимальной концентрации 6 % от массы суспензии.

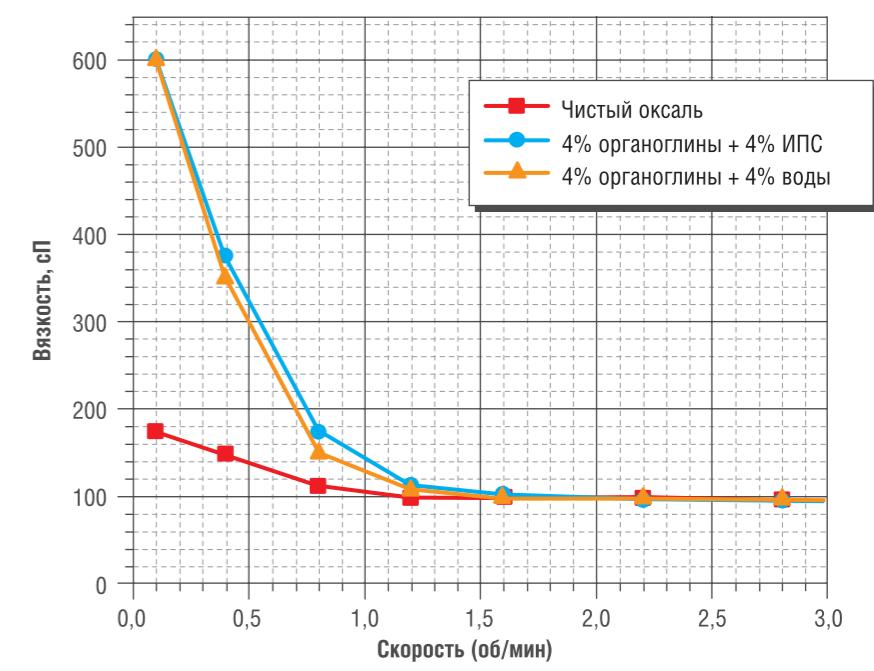
Использование соли жирной кислоты придает дизельному топливу заметную удерживающую способность уже при концентрации в 1 %. При концентрации 1,5 % суспензия становится стабильной согласно принятому определению. Результаты представлены в таблице 1.

На рисунке 3 приведены фотографии стабильных и нестабильных суспензий по результатам отстоя в течение 10 суток.

Были определены реологические свойства оксала Т-92 в чистом виде и после добавления в него органоглины с активатором. Как видно из графика на рисунке 4, оксаль Т-92 как в чистом виде, так и с добавлением стабилизатора не проявляет неньютоновские свойства. Заметное отличие вязкости прослеживается при

представляет собой значения вязкости и напряжения сдвига при различных значениях скорости сдвига. Для стабилизации жидкостей-носителей использовался коллоидный стабилизатор – органоглина, рекомендуемая для использования в обеих жидкостях. Для стабилизации оксала были испытаны концентрации органоглины в 2 и 4 %. Поскольку выбранная органоглина не набухает в среде оксала, в состав суспензии были добавлены активаторы: вода и ИПС. По итогам испытаний стабильность суспензии на основе оксала Т-92 не была достигнута: при выбранных концентрациях стабилизатора по истечении 24 часов весь содержащийся полимер

РИС. 4. Зависимость вязкости оксала от содержания органоглины



Для испытания несущей способности буферной жидкости проводится исследование ее реологического профиля на ротационном вискозиметре Brookfield DV3T. Для этого готовится образец буферной жидкости объемом 10 мл и помещается в ячейку вискозиметра при комнатной температуре. Результат измерения

РИС. 5. Зависимость вязкости дизельного топлива от содержания органоглины

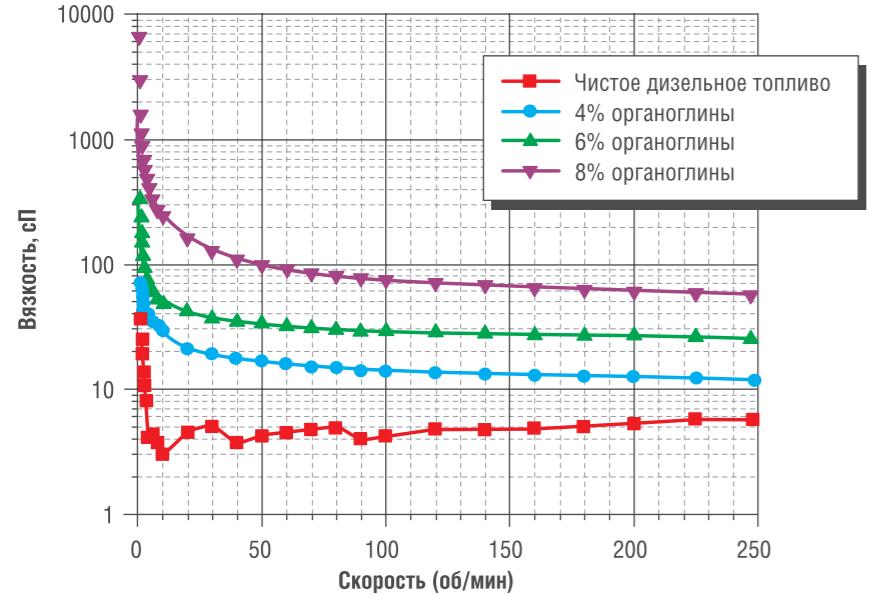
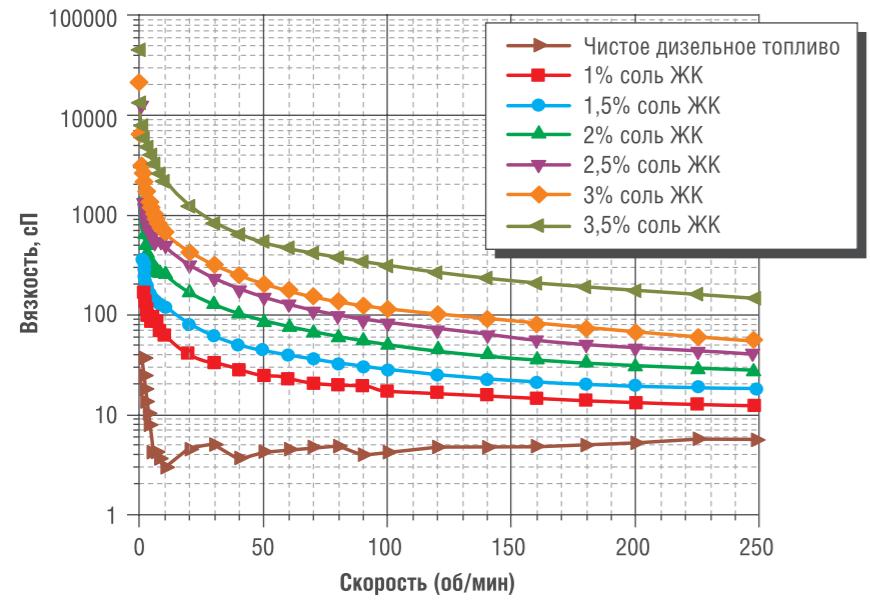


РИС. 6. Зависимость вязкости дизельного топлива от содержания соли ЖК



скорости вращения шпинделя до 3 об/мин, после чего значение вязкости выходит на постоянное значение. Это подтверждает отсутствие стабильности супензий на основе оксала.

Исходя из графика на рисунке 5, стабильность супензии на основе дизельного топлива и органоглины достигается при вязкости при низких скоростях сдвига (НСС) не меньше 1200 сПз.

Из графика на рисунке 6 видно, что соль ЖК придает дизельному топливу более выраженные свойства псевдопластичной жидкости. При сопоставимых вязкостях при НСС вязкость при высоких скоростях сдвига (ВСС)

у состава с солью ЖК существенно ниже, чем у состава с органоглиной.

Таким образом, из выбранных для исследования жидкостей для создания супензий полимеров наиболее подходящей является дизельное топливо. Супензии на его основе стабильны и могут храниться длительное время, сохраняя свои свойства, что важно при использовании композиций при бурении скважин. Супензии на основе оксала и использованных стабилизаторов непригодны для применения за счет низкой седиментационной стабильности.

Недостатком супензий в целом является низкое содержание действующего компонента,

что увеличивает транспортные затраты на единицу массы полимера. Также такие композиции значительно дороже за счет добавления дополнительного компонента – буферной жидкости. Поэтому необходимо добиваться комплексного действия, чтобы буферная жидкость могла положительно влиять на свойства промывочной жидкости и это оправдывало повышение стоимости.

Также было показано, что соль ЖК является более эффективным стабилизатором супензий на основе дизельного топлива, поскольку при меньшей концентрации обеспечивается лучшее стабилизирующее действие. Кроме того, из полученных результатов видно, что увеличение концентрации стеарата кальция на 1 % приводит к значительному увеличению вязкости при ВСС. Тем не менее супензия с такими показателями вязкости остается текучей и не требует предварительного перемешивания для разрушения структуры. Следовательно, имеется потенциал для увеличения концентрации полимера в супензии. ●

Литература

1. Трушин С.И. Управление трассами наклонно-направленных скважин при бурении в многолетнемерзлых горных породах со сложной текстоникой / С.И. Трушин, А.И. Осецкий, М.Ю. Малых, А.В. Пак, А.И. Шенгальц // Разведка и охрана недр. – 2019. – № 8. – С. 32–37.
2. Химченко П.В. Анализ технологических возможностей и ограничений для применения технологии полимерного заводнения на месторождениях России и стран ТС в современном налоговом режиме / П.В. Химченко // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 12. – С. 68–70.
3. Химченко П.В. Алгоритм внедрения технологии полимерного заводнения от лаборатории до реализации на новых и выработанных месторождениях / П.В. Химченко // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 8. – С. 30–43.
4. Рафиков С.Р. Введение в физико-химию растворов полимеров / С.Р. Рафиков, В.П. Будтов, Ю.Б. Монаков. – М.: Наука, 1978. – 328 с.
5. Beth A. Miller-Chou, Jack L. Koenig A review of polymer dissolution // Prog. Polym. Sci. 28 – 2003. – C. 1223–1270.
6. Петров Н.А. Исследование оксалей в качестве комплексных реагентов для бурения и освоения скважин / Н.А. Петров, Г.В. Конесев, А.В. Кореняко, И.Н. Давыдова // Нефтегазовое дело. – 2006 – № 2. – С. 11–33.
7. Жорник В.И. Влияние наноразмерных добавок на формирование дисперсной фазы пластичных смазок / В.И. Жорник // Вестник Витебского государственного технологического университета/ ВГУ. – Витебск, 2013. – С. 82–89.

KEYWORDS: suspension, stability, polymer reagent, drilling mud, prevention of complications.

7-8 апреля | 2021

Москва | InterContinental Moscow-Tverskaya

www.rogsummit.ru



РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
САММИТ



ГЛОБАЛЬНОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС КНР

НИ ОДИН ИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕХАНИЗМОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ОКАЗАЛСЯ НЕ В СОСТОЯНИИ ОБЕСПЕЧИТЬ ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛОБАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ. В СВЯЗИ С ЭТИМ МОЖНО ПОЛАГАТЬ, ЧТО ФАКТИЧЕСКОЕ ОТСУТСТВИЕ ГЛОБАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ КЛЮЧЕВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОБЛЕМОЙ СОВРЕМЕННОГО МИРА. С РАСТУЩЕЙ ЗАВИСИМОСТЬЮ ОТ ПОСТАВОК ЭНЕРГОРЕСУРСОВ КИТАЙ СТАЛ ВСЕ БОЛЬШЕ УЧАСТВОВАТЬ В МЕЖДУНАРОДНОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СОТРУДНИЧЕСТВЕ И В ГЛОБАЛЬНОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ УПРАВЛЕНИИ. ОДНАКО ВЛАСТИ КНР ПРОДОЛЖАЮТ РАССМАТРИВАТЬ СТРАТЕГИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЛИШЬ КАК НЕОБХОДИМЫЙ КОМПОНЕНТ БОЛЕЕ ШИРОКОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ ГЕОПОЛИТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ. В СВЯЗИ С ЭТИМ КИТАЙ УДЕЛЯЕТ БОЛЬШЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ПРОДВИЖЕНИЮ ОФИЦИАЛЬНОЙ ГЕОПОЛИТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ. КНР ПРОДОЛЖАЕТ ПОТРЕБЛЯТЬ БЕСПРЕЦЕДЕНТНОЕ КОЛИЧЕСТВО ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, И ПРИ ЭТОМ ТЭК КИТАЯ ИГРАЕТ КЛЮЧЕВУЮ РОЛЬ В ПОДДЕРЖАНИИ ТЕМПОВ РОСТА ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ, ПОЭТОМУ ЕГО РАССМОТРЕНИЕ ВЫЗЫВАЕТ СЕРЬЕЗНЫЙ ИНТЕРЕС

NONE OF THE EXISTING MECHANISMS FOR REGULATING THE ENERGY MARKET HAS BEEN ABLE TO IMPROVE THE SUSTAINABILITY OF GLOBAL ENERGY GOVERNANCE. IN THIS REGARD, WE CAN ASSUME THAT THE ACTUAL LACK OF GLOBAL ENERGY GOVERNANCE IS A KEY ENERGY PROBLEM IN THE MODERN WORLD. WITH ITS GROWING DEPENDENCE ON ENERGY SUPPLIES, CHINA HAS BECOME INCREASINGLY INVOLVED IN INTERNATIONAL ENERGY COOPERATION AND GLOBAL ENERGY GOVERNANCE. HOWEVER, THE CHINESE AUTHORITIES CONTINUE TO VIEW THE ENERGY SECURITY STRATEGY ONLY AS A NECESSARY COMPONENT OF A BROADER NATIONAL GEOPOLITICAL STRATEGY. IN THIS REGARD, CHINA ATTACHES MORE IMPORTANCE TO THE PROMOTION OF THE OFFICIAL GEOPOLITICAL STRATEGY. CHINA CONTINUES TO CONSUME AN UNPRECEDENTED AMOUNT OF ENERGY RESOURCES, AND AT THE SAME TIME, CHINA'S FUEL AND ENERGY SECTOR PLAYS A KEY ROLE IN MAINTAINING THE COUNTRY'S ECONOMIC GROWTH RATE, SO ITS CONSIDERATION IS OF SERIOUS INTEREST

Ключевые слова: Китай, глобальное энергетическое управление, энергетика, топливно-энергетический комплекс, энергетическая безопасность.

**Захаров
Александр Николаевич**
профессор, доктор
экономических наук,
профессор кафедры мировой
и национальной экономики,
ВАВТ Минэкономразвития
России

**Русак
Никита Андреевич**
координатор кафедры мировой
и национальной экономики,
ВАВТ Минэкономразвития
России

Серьезное противоречие сегодняшнего состояния дел в энергетической сфере заключается в том, что использование энергии на основе ископаемого топлива, с одной стороны, обеспечивает относительно дешевый импульс для развития мировой экономики, но также вызывает серьезные экологические последствия. С тем чтобы решить данное противоречие, широко стала обсуждаться тема глобального энергетического управления, которая должна, с одной стороны, совершенствовать механизм глобального энергетического обмена, с другой – минимизировать экологический ущерб, наносимый окружающей среде.

Немалые опасения вызывает несправедливость, вызванная неравномерным распределением энергетических ресурсов по земному шару и последствиями глобализации и рыночной экономики, которые в свою очередь и являются движущей силой изменений в энергетической сфере.

Современный энергетический рынок объективно является благоприятным для развития ископаемого топлива, поскольку продвижение новых источников энергии и трансформация энергетической структуры требуют серьезных коллективных усилий международного сообщества. К сожалению, ни один из существующих механизмов не в состоянии обеспечить повышение устойчивости глобального управления в сфере энергетики.

Китай в глобальном энергетическом управлении

Несмотря на то, что энергетическая безопасность является одним из ключевых элементов национальной безопасности государств, на глобальном уровне регулирование в данной сфере все еще остается крайне затрудненным. В связи с этим можно полагать, что фактическое отсутствие глобального энергетического

УДК 330.32

управления является ключевой энергетической проблемой современного мира.

Глобальное энергетическое управление имеет ключевое значение для глобальной структуры энергоснабжения, общего объема добычи энергоресурсов и их распределения, но основной вопрос глобальной энергетической проблематики заключается в том, как коллективные действия всех сторон и в каких масштабах будут способствовать реструктуризации энергетического ландшафта в мире. Нынешняя структура глобального энергетического управления отражает глобальную структуру использования энергоресурсов, основанную на рыночном обмене ресурсами, но эта структура все чаще начинает сталкиваться с проблемами: во-первых, появление новых сил нарушает баланс между первоначальным спросом и предложением, а также институциональным балансом на мировом энергетическом рынке; во-вторых, проблема сопутствующего загрязнения окружающей среды вызывает беспредентное беспокойство у большинства стран, а глобальное соглашение по климату пока что не приносит серьезных результатов. Глобальное энергетическое управление находится под серьезнейшим давлением реструктуризации и перемен. В недалеком будущем одним из ключевых факторов, определяющих направление глобального энергетического управления, станет односторонняя политика крупных энергетических держав, а также двустороннее сотрудничество на основе взаимовыгодных интересов.

При этом глобальное энергетическое управление часто рассматривается как концепция, выходящая за рамки энергетической геополитики, которая по своей сути основана на идеи игры с нулевой суммой с чрезмерным акцентом на энергетическую конкуренцию между странами и на зависимость от двусторонней экономической дипломатии для обеспечения собственной энергетической безопасности. Глобальное энергетическое управление же рассматривает энергетику как обычный экономический товар, который полностью интегрирован в глобальный рынок, и поэтому энергетическая безопасность является глобальным общественным продуктом, который не может контролироваться одной или несколькими странами.

С растущей зависимостью от поставок энергоресурсов Китай стал все больше участвовать в международном энергетическом сотрудничестве и глобальном энергетическом управлении. Однако основным вектором развития в данном направлении китайские власти считают углубление двустороннего сотрудничества со странами-экспортерами. Для Пекина крайне важно гарантировать надежность поставок нефти, газа и угля из других стран путем развития двусторонней энергетической кооперации.

Крайне сложно представить управление глобальным рынком энергетики без вовлечения в данные процессы КНР как

крупнейшего импортера и потребителя энергоресурсов. Китай, действительно, с каждым годом проявляет все больший интерес к участию в глобальном энергетическом управлении, сотрудничеству с крупнейшими институтами в сфере глобальной энергетики. Одна из причин столь интенсивного взаимодействия – это внешнее и внутреннее давление на власти Китая с тем, чтобы они ограничили загрязнение окружающей среды. На данном рубеже Китай идет опережающими темпами и ставит перед собой большие цели в сфере развития чистой энергетики.

Помимо этого, рост значения Китая на мировом энергетическом рынке может представлять угрозу существующей системе глобального управления энергетикой. В частности, стремление китайского руководства обеспечивать потребности экономики в энергии за счет подписания договоров о производстве и поставке энергии на двусторонней основе может интерпретироваться как нарушение принципов свободной торговли и общепринятых правил осуществления инвестиций. Предложение более высоких цен в сравнении с рынком, а также сопутствующее осуществление масштабных социальных и экономических инвестиций делают Китай более удобным покупателем энергоресурсов в глазах их производителей.

Китай традиционно проявляет повышенное внимание к геостратегическим вопросам, которые в том числе могут касаться



поставок энергоресурсов. Поэтому с большой долей уверенности можно говорить, что китайская стратегия энергетической безопасности рассматривается лишь как необходимый компонент более широкой национальной геополитической стратегии. В связи с этим власти Поднебесной уделяют чуть меньшее внимание глобальному энергетическому управлению, смещаая акцент на продвижение официальной геополитической стратегии в целом.

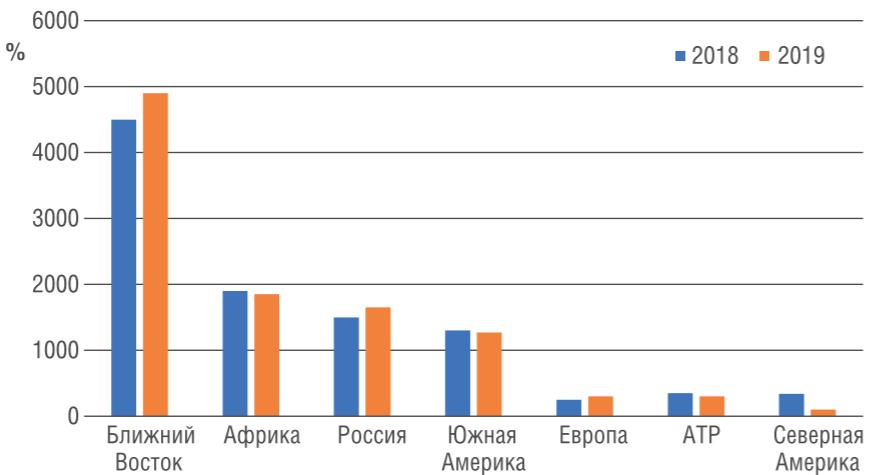
ТЭК Китая

Китай по-прежнему продолжает потреблять беспрецедентное количество энергоресурсов, и цифра эта с каждым годом

становится лишь больше. Так, в 2018 году уровень потребления был зафиксирован на отметке 3273,5 млн тонн энергии, что составило 23,6% от общего уровня мирового потребления.

Рассмотрение топливно-энергетического комплекса КНР стоит начать, конечно же, с угля, который является основным источником энергии в стране. Правительство хоть и пытается снизить его роль в энергобалансе страны, но пока что говорить о серьезных результатах еще рано. В 2018 году страна произвела 46,7% мировой добычи угля и потребила 50,5%. В основном уголь используется в промышленности, которая сосредоточена на восточном побережье и в центре страны, это главная причина

РИС. 1. Источники импорта сырой нефти в Китай (региональный анализ), 2018–2019 гг. (по расчетам авторов)



серьезной экологической проблемы, которая сложилась в стране в последние годы. Тем не менее власти Китая стремительно модернизируют энергетику, ставя своей основной целью создание ресурсосберегающего общества с бережным отношением к окружающей среде. Пекин стремится сократить долю использования угля за счет все большего использования других источников энергии.

Основные поставки угля приходятся на Австралию, Индонезию, Монголию, Россию и Филиппины. Общий объем угля, закупленного Китаем у Индонезии в 2018 году, составил примерно 126 млн тонн, у Австралии, – 80,4 млн тонн, у Монголии – 36,24 млн тонн, у России – 27,35 млн тонн, у Филиппин – 4,4 млн тонн.

Общий объем импорта из этих пяти стран превышает 274 млн тонн, что составляет 97,5% от общего объема импорта угля Китаю.

Что касается нефти, то страна испытывает особую нужду в этом энергоресурсе, ведь зависимость Китая от «черного золота» растет с каждым годом. Региональная структура поставок нефти (рисунок 1) в КНР остается почти что неизменной на протяжении последних лет. Ресурсы Ближнего Востока по-прежнему доминируют, а доля ряда других регионов остается в основном стабильной.

Доля сырой нефти, импортируемой с Ближнего Востока, в 2019 году составила 48,46%, увеличившись на 3,58% по сравнению с 2018 годом, в то время как на Африку, Россию, Европу, Южную Америку, Азиатско-Тихоокеанский регион и Северную Америку пришлось 18,33%, 16,18%, 13,08%, 2,58%, 2,61%, и 0,8% соответственно. В 2020 году, с развитием энергетического сотрудничества в контексте первой фазы китайско-американского торгового соглашения, доля североамериканских ресурсов, как ожидается, значительно возрастет, что позволит обновить эту структуру поставок.

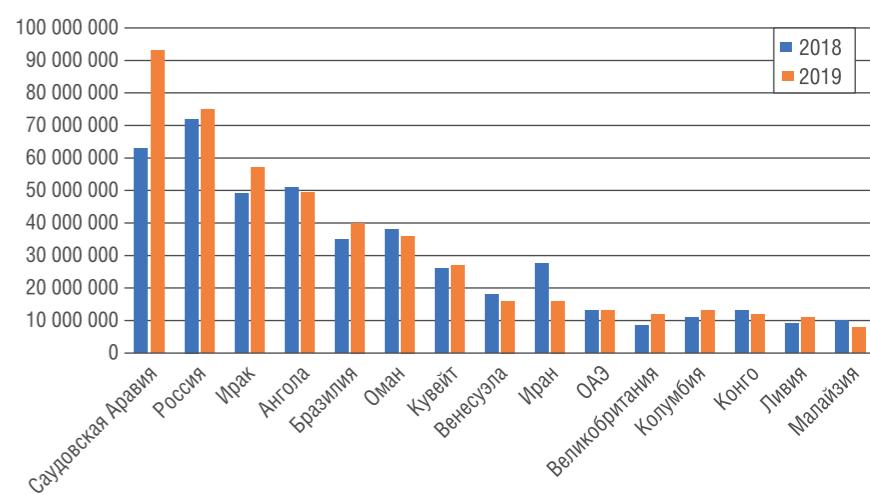
Диаграмма, составленная по данным Главного таможенного управления КНР, показывает, что в 2019 году КНР импортировала нефть из 43 стран (рисунок 2). На долю 15 ведущих в этом списке стран пришлось 93,62% импорта, а на долю остальных – лишь 6,38%. Среди крупнейших стран-экспортеров Саудовская Аравия обогнала Россию и стала крупнейшим поставщиком сырой

нефти в Китай. Общий годовой объем импорта достиг 92,854 млн тонн, что составило 18,35% от общего импорта нефти в 2019 году; Россия, которая уже пять лет входит в число крупнейших экспортёров сырой нефти в Китай, смогла сохранить свои поставки. Определенный рост отечественных поставок наблюдается, но темпы роста отстают от саудовских. Общий объем импорта составляет 75,856 млн тонн, что составляет 14,99%; Ирак прочно удерживает третье место по поставкам нефти с 57,663 млн тонн (11,40%); поставки из Анголы в прошлом году немного просели, составив 49,317 млн тонн (9,75%).

Если рассмотреть соотношение крупнейших поставщиков нефти Китаю, то нетрудно сделать вывод, что на четырех крупнейших поставщиков сырой нефти приходится более половины (54,49%) от общего объема поставок. Однако если воспользоваться картой и посмотреть на географические маршруты поставок нефти, то легко заметить, что маршруты поставок по меньшей мере трех основных поставщиков (Саудовская Аравия, Ирак, Ангола) совпадают. Это не совсем отвечает интересам КНР, особенно если учесть планы диверсификации и уязвимость этого канала поставок. Россия занимает в этом отношении более выгодное положение.

С природным газом в КНР ситуация не столь критична. Согласно данным за 2018 год, собственные запасы природного газа Китая составляют 6,1 трлн кубометров (3,1% от общемирового объема). В 2018 году страна добывала

РИС. 2. Источники импорта сырой нефти в Китай (по странам), 2018–2019 гг. (по данным Главного таможенного управления КНР, доступ: <http://www.customs.gov.cn>)



161,5 млрд кубометров голубого топлива, а потребила 283,0 млрд кубометров. Несмотря на то, что в 2019 году добыча газа увеличилась до 173,6 млрд кубометров, что на 9,8% больше предыдущего года, зависимость от зарубежных поставок по-прежнему крайне велика. С каждым годом страна продолжает импортировать все больше газа. Крупнейшими поставщиками газа традиционно являются Австралия и Катар, доля каждой страны составляет около 20% от общего объема импорта сжиженного газа (5783 и 5694 тыс. тонн соответственно). За ними следуют ОАЭ (16%, 5161 тыс. тонн), Малайзия (11%, 3434 тыс. тонн), США (9%, 2871 тыс. тонн), Индонезии (9%, 2869 тыс. тонн) и др.

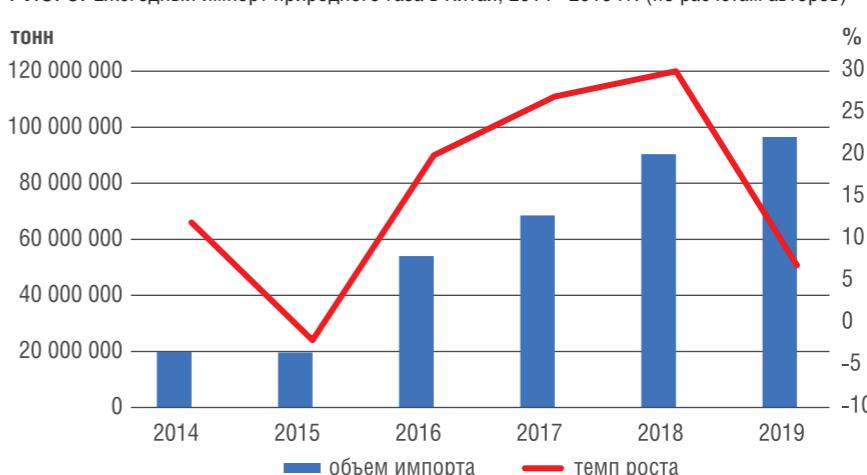
Темпы роста потребления природного газа в Китае значительно превышают темпы роста мирового потребления,

по сути, та же картина, что и с потреблением нефти. Высокие темпы роста обеспечиваются в первую очередь планами китайского руководства по постепенному замещению угля в энергопотреблении страны. Однако доля Китая в мировом потреблении природного газа ниже, чем в ситуации с нефтью: Китай потребляет в 3 раза меньше, чем США, и в 1,5 раза меньше, чем Россия. Однако если Китаю удастся сохранить столь высокие темпы роста потребления природного газа, то в ближайшем будущем именно Китай обеспечит основной объем спроса на природный газ в мире (рисунок 3).

Россия имеет уникальные возможности по наращиванию поставок природного газа на рынок Китая, учитывая географическое расположение собственных газовых месторождений. В частности, речь идет о проекте «Сила Сибири», который был успешно реализован в конце 2019 года. Объем поставок на начальном этапе равен 5 млрд кубометров в год, а затем постепенно к 2025 году должен вырасти до 38 млрд кубометров в год. На данном этапе широко обсуждается возможность строительства еще двух магистральных газопроводов – проектов «Сила Сибири-2» и «Сила Сибири-3».

По итогам 2018 года Пекин увеличил объем импорта сжиженного природного газа в 1,5 раза до 49,6 млн тонн, став вторым по величине импортером сжиженного газа после Японии. В дальнейшем Китай продолжит наращивать закупки СПГ, тем

РИС. 3. Ежегодный импорт природного газа в Китай, 2014–2019 гг. (по расчетам авторов)





самым снижая долю угля в своем топливно-энергетическом секторе. Китайцы рассматривают все возможные варианты импорта СПГ, в том числе и из США. Однако из-за разгоревшегося торгового конфликта с США Китай был вынужден продемонстрировать свою независимость от поставок американской нефти и СПГ. На протяжении всего 2017 года и до сентября 2018 года можно было наблюдать стремительный рост поставок СПГ из США в Китай (всего за восемь месяцев 2018 года он увеличился на 17%, почти вдвое превысив аналогичный показатель для Европы). В сентябре 2018 года Вашингтон ввел 25%-ную пошлину на товары из Китая стоимостью в сотни миллиардов долларов. В ответ Китай объявил о введении 10%-ной пошлины на американский СПГ с 24 сентября 2018 года и прекратил импорт американского СПГ.

Эскалация прямой торговой войны между США и Китаем в целом приводит к более значительным потерям для США, чем для КНР, которая может использовать альтернативные источники в условиях избытка поставок нефти и СПГ на мировой рынок по приемлемым или даже более низким ценам. Но на свободу выбора таких источников США влияют путем введения санкций, в частности против Ирана и Венесуэлы. Эти страны до недавнего времени играли важную роль в качестве поставщиков нефти в Китай.

Атомная энергетика начинает играть все более важную роль в энергетическом балансе Китая. Китай выполнил планы по увеличению доли атомной

энергетики до 4% к 2020 году. Еще в 2018 году Китай обогнал Россию в списке стран-производителей атомной энергии, произведя 10,9% мирового объема произведенной атомной энергии. Китай придерживается стратегии диверсификации ядерных технологий, строит не только собственные атомные электростанции на своей территории, но и прибегает к закупке реакторов в других странах (Россия, Франция и др.).

Быстрый рост наблюдается в использовании новых альтернативных источников энергии. Китайское правительство уделяет особое внимание этому энергетическому сектору. Так, согласно Энергетической стратегии на 2014–2020 годы, доля возобновляемых источников энергии в Национальном энергетическом балансе страны должна увеличиться до 15% в 2020 году. К слову, в 2015 году он составлял уже 12%. Китай обладает одним из крупнейших в мире потенциалом для производства солнечной и ветровой энергии. Еще в 2016 году Китай обогнал США по использованию возобновляемых источников энергии (20% от общемирового показателя). Олицетворением успешного развития солнечной энергетики в Китае является Восточная провинция Цзянсу, в которой работает более 160 предприятий, занимающихся производством солнечного электрооборудования, а также получением электроэнергии и тепла из солнечного излучения.

В 2016 году на долю Китая приходилось 28,9% мирового производства гидроэнергии.

Китай произвел столько же гидроэнергии, сколько Канада, Соединенные Штаты, Бразилия и Российская Федерация вместе взятые. Все эти страны наравне с Китаем находятся в списке стран-лидеров по производству гидроэнергетики. Наиболее ярким примером развития гидроэнергетики в Китае является крупнейшая в мире гидроэлектростанция «Три ущелья» мощностью 22,5 млн кВт. Однако, помимо экономических выгод от эксплуатации гидроэлектростанции такого уровня, не следует забывать о наличии ряда экологических последствий, таких как эрозия русла рек, повышенная сейсмическая опасность, ухудшение качества воды, разрушение берегов водохранилищ и многих других.

Топливно-энергетический комплекс Китая играет ключевую роль в поддержании темпов экономического роста страны. Без правильно сбалансированной энергетической стратегии вряд ли страна сможет развивать все существующие отрасли экономики, при этом очень важно сочетать развитие собственной стратегии с трансформацией глобального энергетического рынка. ●

Литература

1. Захаров А.Н. Актуальные аспекты международной экономической безопасности России. Внешнеэкономический бюллетень. 2004. № 8. С. 43–46.
2. Захаров А.Н., Овакимян М.С. Топливно-энергетические комплексы ведущих стран мира (России, США, Франции, Италии): учеб.пособие (2-е изд.: доп.). 2016. М.: МГИМО-Университет. 177 с.
3. Захаров А.Н., Русак Н.А. Стратегия энергетической безопасности КНР – внешнеторговый аспект. Российский внешнеэкономический вестник. № 10. 2017. С. 23–29.
4. Захаров А.Н. Роль механизмов государственно-частного партнерства в решении экономических и социальных проблем России. Мировое и национальное хозяйство. 2011. № 1 (16). С. 2–7.
5. Shi H. (2004) A Potential Threat to China's Energy Security: Overdependence on the Straits of Malacca. China Youth Daily (режим доступа: http://news.xinhuanet.com/world/2004-06/15/content_1526222.htm).
6. Goldthau A., Witte J.M. The Role of Rules and Institutions in Global Energy: An Introduction. Global Energy Governance: The New Rules of the Game. Washington D.C.: Brookings Institution Press.
7. А.С. Хэ. Глобальное управление в сфере энергетики: перспективы Китая. Вестник Международных Организаций. Т. 11. № 1 (2016). С. 74.
8. Главное таможенное управление Китайской Народной Республики (режим доступа: <http://www.customs.gov.cn>).

KEYWORDS: *China, global energy governance, energy, fuel and energy complex, energy security.*

КАК ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ МЕНЯЮТ ПРОЦЕСС ЗАКУПОК

Спецпроект «Как цифровые технологии меняют процесс закупок»

О новых подходах к процессам снабжения, изменении бизнес-моделей под влиянием технологий, интеграции в виртуальной среде реальных физических процессов закупки и логистики, удобных сервисах и прозрачных операциях в рамках Isource

isource.neftegaz.ru

I **isource**®

ТЕХНОЛОГИИ ИММЕРСИВНОГО ПОГРУЖЕНИЯ как фактор снижения риска при подготовке кадров в нефтегазовой промышленности

МИРОВАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ОСТРО НУЖДАЕТСЯ В ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ И ПРАКТИКО-ОРИЕНТИРОВАННЫХ КАДРАХ. СОВРЕМЕННЫЕ ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЗВОЛЯЮТ ОБЕСПЕЧИВАТЬ УЧЕБНЫЙ ПРОЦЕСС МЕТОДАМИ ЭФФЕКТИВНОЙ ПОДАЧИ ИНФОРМАЦИИ С ВОВЛЕЧЕНИЕМ МАКСИМАЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА ОРГАНОВ ЧУВСТВ И МЕХАНИЗМОВ ЗАПОМИНАНИЯ. К ТАКИМ ТЕХНОЛОГИЯМ ОТНОСИТСЯ И ВИРТУАЛЬНАЯ РЕАЛЬНОСТЬ (VR). АВТОРАМИ СТАТЬИ РАЗРАБОТАН ПИЛОТНЫЙ ТРЕНАЖЕР-СИМУЛЯТОР БУРЕНИЯ СКВАЖИН (ТСБС). ТСБС – НЕЗАВИСИМОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, КОТОРОЕ В КОМПЛЕКСЕ С ПЛАТФОРМОЙ ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ УСТАНАВЛИВАЕТСЯ В УЧЕБНУЮ АУДИТОРИЮ. НА ДАННЫЙ МОМЕНТ СОЗДАН СИМУЛЯТОР, ДЕМОНСТРИРУЮЩИЙ ВНУТРЕННЕЕ УСТРОЙСТВО БУРОВОЙ УСТАНОВКИ БУ 4200/250, БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА И БУРОВЫЕ НАСОСЫ. СИМУЛЯТОР РАБОТАЕТ В РЕЖИМЕ «СВОБОДНОЙ ПРОГУЛКИ», В РАМКАХ КОТОРОЙ МОЖНО ИЗУЧИТЬ РАСПОЛОЖЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ НА БУРОВОЙ В ДЕТАЛИЗИРОВАННОМ 3D-ФОРМАТЕ. РАЗРАБОТАННЫЙ ПИЛОТНЫЙ ТРЕНАЖЕР-СИМУЛЯТОР БУРЕНИЯ СКВАЖИН БУДЕТ СПОСОБСТВОВАТЬ ФОРМИРОВАНИЮ У СТУДЕНТОВ УСТОЙЧИВЫХ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО ОСНОВНЫМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССАМ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ПОЗВОЛЯЯ ОТРАБАТЫВАТЬ ПРАКТИЧЕСКИЕ НАВЫКИ, ЧТО ПРИВЕДЕТ К СНИЖЕНИЮ КОЛИЧЕСТВА АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ТРАВМАТИЗМА НА РЕАЛЬНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ

CURRENTLY THE WORLD'S PETROLEUM INDUSTRY NEEDS DESPERATELY OF HIGHLY QUALIFIED AND PRACTICE-ORIENTED PERSONNEL. MODERN DIGITAL TECHNOLOGIES ALLOW FOR ENHANCEMENT OF STUDYING PROCESS WITH METHODS OF EFFECTIVE INFORMATION CONVEYANCE INVOLVING MAXIMUM NUMBER OF SENSES AND MEMORIZATION MECHANISMS. VIRTUAL REALITY (VR) IS ONE OF SUCH TECHNOLOGIES. THE AUTHORS OF THE ARTICLE HAVE DEVELOPED A PILOT WELL DRILLING SIMULATOR (PWDS). PWDS IS AN INDEPENDENT SOFTWARE THAT, IN COMBINATION WITH A VIRTUAL REALITY PLATFORM, IS INSTALLED IN THE CLASSROOM. AT THE MOMENT, A SIMULATOR HAS BEEN CREATED THAT DEMONSTRATES THE INTERNAL STRUCTURE OF THE DR 4200/250 DRILLING RIG, DRILLING EQUIPMENT, EQUIPMENT FOR THE DRILLING MUD CLEANING SYSTEM AND MUD PUMPS. THE SIMULATOR OPERATES IN A «FREE WALK» MODE, WITHIN WHICH YOU CAN STUDY THE LOCATION OF EQUIPMENT ON THE RIG IN A DETAILED 3D FORMAT. THE DEVELOPED PILOT WELL DRILLING SIMULATOR WILL CONTRIBUTE TO THE FORMATION OF STABLE PRACTICAL KNOWLEDGE AMONG STUDENTS ON THE MAIN TECHNOLOGICAL PROCESSES OF DRILLING OIL AND GAS WELLS, ALLOWING THEM TO PRACTICE PRACTICAL SKILLS, WHICH WILL LEAD TO A DECREASE IN THE NUMBER OF ACCIDENTS AND INJURIES AT REAL PRODUCTION FACILITIES

Ключевые слова: бурение скважин, промышленная безопасность, виртуальная реальность, симулятор, обучение персонала, нефтегазовая промышленность, иммерсионные технологии.

**Сидоров
Дмитрий Андреевич**

аспирант кафедры бурения скважин,
стажер-исследователь ЦК «Арктика»

**Куншин
Андрей Андреевич**

аспирант кафедры бурения скважин,
стажер-исследователь ЦК «Арктика»,
Санкт-Петербургский горный
университет, Центр компетенций
в области техники и технологий освоения
месторождений в Арктических условиях
(ЦК «Арктика»)

**Подпоркин
Вадим Валерьевич**

инженер-технолог по буровым растворам
ПАО «Сургутнефтегаз»

Традиционно рынок виртуальной реальности в настоящее время можно разделить на несколько сегментов: производство и продажа устройств виртуальной реальности, аттракционы виртуальной реальности, отраслевые решения и разработка приложений виртуальной реальности. Список отраслей, в которых уже активно используется виртуальная реальность: видеогames, кино, розничная торговля, недвижимость, образование, медицина, военная промышленность, машиностроение, реклама и многие другие.

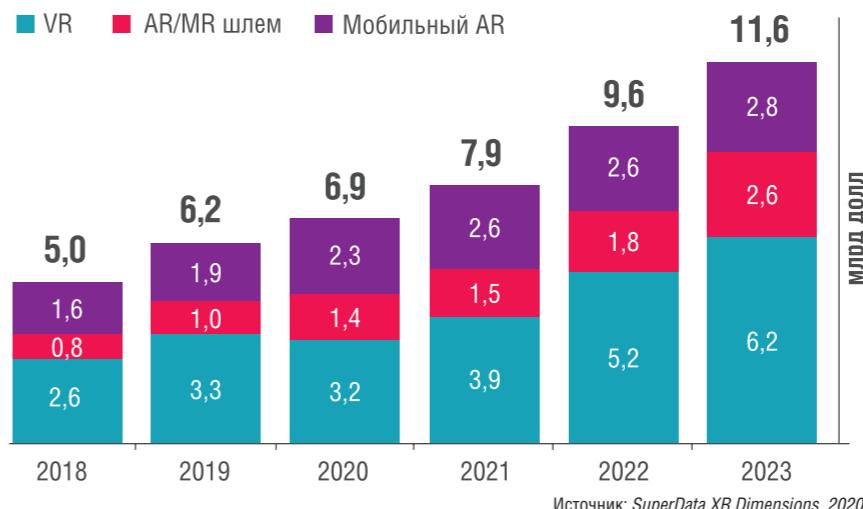
Возможности виртуальной реальности особенно привлекательны для создания процессов, которые трудно

наблюдать в реальном мире или они недоступны для широкого использования.

Рынок виртуальной реальности активно развивается, и недавно маркетологи объединили все способы дополненной реальности – и VR, и AR (дополненная реальность), и MR (смешанная реальность) – в один, который назвали для простоты XR. При этом сам XR не имеет отношения к какой-то конкретной технологии и находит широкое распространение практически во всех отраслях, таких как архитектура, автомобилестроение, спортивные тренировки, недвижимость, психическое здоровье, медицина, здравоохранение, розничная

УДК 378.004

РИС. 1. Статистика состояния рынка XR



торговля, космические путешествия, дизайн, инженерия, дизайн интерьеров, телевидение и кино, СМИ, реклама, маркетинг, библиотеки, образование, новости, музыка и путешествия.

Основываясь на современных исследованиях [1–14], концепция XR связана с множеством теорий о виртуальности, компьютерном зрении, машинном обучении и все более тесных отношениях между человеком и машиной. Цифровые устройства приводят к созданию мира, в котором цифровое и биологическое размываются.

Согласно прогнозам, выручка XR от оборудования и потребительского программного обеспечения в 2020 году достигнет 6,9 млрд долларов по сравнению с предыдущей оценкой в 6,3 млрд долларов. Продолжающийся высокий спрос в сочетании с выпуском новых гарнитур во второй половине года, таких как HP Reverb G2, означает, что прибыль от оборудования VR, как ожидается, составит 2,5 миллиарда долларов в 2020 году и немного вырастет по сравнению с аналогичным периодом прошлого года (рис. 1).

Исследование и методология

В настоящее время технологии дополненной (AR) и виртуальной реальности (VR) являются не только развлечением, но и серьезным инструментом для участия в образовательном процессе в отраслях с высокой степенью риска. Так, например,

в сфере здравоохранения платформа Medical Realities Platform позволяет при использовании Google Glass для выполнения хирургических операций в режиме реального времени транслировать записи для обучения тысячам студентов-медиков из десятков стран, что позволяет им завершить программу обучения на основе реальных операций.

Использование разработанного тренажера позволит нам более эффективно развивать практические навыки обучаемого члена буровой бригады без отрыва от учебного процесса.

В области среднего, высшего и дополнительного образования широкое использование технологий виртуальной реальности ограничено, главным образом высокой стоимостью как самого оборудования, так и программного обеспечения для конкретных программ обучения. Например, существующие тренажеры-симуляторы для бурения скважин, такие как DrillSim-5000, AMT-231, Transas Shore Based 6000 Drilling, включают в себя не только

программное обеспечение, установленное на персональный компьютер с использованием лицензионных ключей, но и дорогое и громоздкое оборудование, которое имитирует реальное.

Нефтегазовая отрасль нашей страны остро нуждается в высококвалифицированных и практико-ориентированных кадрах. Теоретическая подготовка нынешних выпускников нефтегазовых вузов не дает поводов для беспокойства

из-за обширной научной и интеллектуальной базы, накопленной в предыдущие годы. Однако многие компании отмечают недостаточный уровень практической подготовки студентов и выпускников российских вузов, что часто связано с удаленностью учебных заведений от промышленных объектов.

Для того чтобы получить необходимый уровень практической подготовки, должна быть обеспечена связь с производством, что не всегда происходит из-за невозможности получения практических производственных навыков без отрыва от теоретического обучения. Производственная практика позволяет развить данные навыки, но из-за ограничения ее продолжительности студенты не получают должного уровня практической подготовки, необходимого для дальнейшего трудоустройства.

Поэтому прикладная часть учебного процесса требует особого внимания и подхода, основанного, в том числе, на современных компьютерных технологиях, которые позволяют виртуально интегрировать производство (реальные производственные объекты в виртуальном формате) в образование (учебные классы как образовательная площадка).

Разработка симулятора для бурения скважин поможет студентам выработать устойчивые практические знания по основным технологическим процессам бурения нефтяных и газовых скважин, что позволит им со временем развить практические навыки с подробным анализом ошибок без риска возникновения аварийных ситуаций и травматизма на реальных производственных объектах.

Как правило, тренажеры в нефтегазовой отрасли используются для повышения квалификации специалистов и их обучения в случае возникновения осложнений или аварий.

Современные технологии очень быстро проникают во все сферы деятельности, поэтому использование иммерсионных технологий может значительно повысить интерес учащихся к изучению различных дисциплин образовательного цикла, в том

РИС. 2. Детальная модель буровой установки



числе за счет повышения интереса к учебному процессу, фактически превращая обучение в «игру».

Технологии виртуальной реальности широко используются при подготовке специалистов в области гражданской, военной авиации и космонавтики, что позволяет им решать все задачи, выполняемые в реальности. Без сдачи экзамена на таких тренажерах-симуляторах специалисты не допускаются к выполнению реальных задач. Так, например, заказчиками симуляторов для обучения пилотов и диспетчеров являются все авиакомпании и все производители самолетов – British Aerospace, Flight Safety, Beijing Aviation Simulator Co, Mc. Donnel Douglas, Rockwell, GEC Marconi, Lockheed Deutch Aerospace, Sukhoi и многие другие. Более того, симуляторы для авиаиспетчеров могут использоваться не только для обучения, но и для управления реальным полетом. Такие тренажеры используются

при подготовке специалистов в высокоточных отраслях и отраслях с особо опасными условиями труда.

Результаты и предложения

В отличие от таких комплексов, разработанных для конкретных задач (комплекс оборудования для бурения на суше и на море, цементирования, ремонта скважин), предлагаемое в качестве альтернативы оборудование для виртуальной реальности (от шлемов виртуальной реальности, например OCULUS RIFT, до полноценных платформ, таких как KAT WALK) позволит реализовать различные сценарии на одном и том же оборудовании, что будет способствовать созданию мультидисциплинарных учебных центров.

Тренажер-симулятор для бурения скважин – независимое программное обеспечение,

которое в сочетании с платформой виртуальной реальности устанавливается в учебную аудиторию или только программное обеспечение, установленное на персональный компьютер. После запуска программы и выбора сценария студент оказывается перед буровой установкой. Благодаря графическому движку обучающийся может передвигаться вокруг блока управления, рассмотреть все оборудование, которое находится на столе ротора, в системе очистки бурового раствора и в насосном блоке. Благодаря точной детализации можно рассмотреть мельчайшие механизмы, а благодаря современной графике обучающийся может полностью понять, что такая буровая установка в реальности (рис. 2), а также отдельные элементы буровой установки (рис. 3–5).

Одним из возможных применений ТСБС в учебном процессе является проведение практических упражнений в режиме обучения и в режиме сдачи экзамена, как в индивидуальном, так и в кооперативном режиме (для кооперативного режима необходимо иметь оборудование на всех членов команды). Кроме того, использование тренажера возможно для обучения и проверки квалификации при приеме на работу. Для реализации проекта необходимо разработать программный комплекс технологических операций строительства скважины, который включает в себя:

- создание 3D-модели буровой установки;
- моделирование различных процессов строительства нефтяных и газовых скважин;

РИС. 3. Оборудование буровой установки



РИС. 4. Силовой верхний привод



опыта за счет вовлечения максимального количества органов чувств и механизмов запоминания позволит качественно отрабатывать технологические операции без риска аварийных ситуаций и травматизма на реальных производственных объектах. ●

Статья выполнена в рамках реализации инновационного проекта по программе «УМНИК» при поддержке Фонда содействия инновациям

Литература

1. Исаченко Н.Н., Хисматуллина И.З. Дополненная реальность как один из современных технологических трендов нефтяной промышленности // Научное обозрение. 2018. № 1.
2. Necci A., Tarantola S., Vamanu B., Krausmann E., Ponte L. Lessons learned from offshore oil and gas incidents in the Arctic and other ice-prone seas. Ocean Engineering Volume 185 (2019), pp. 12–26. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2019.05.021.
3. Azuma R., Bailot Y., Behringer R., Feiner S., Julier S. (2001). Recent advances in augmented reality. *IEEE Comput. Graph. Appl.* 21, pp. 34–47. DOI: 10.1109/38.963459.
4. Garcia C.A., Narango J.E., Ortiz A. and Garcia M.V. An approach of virtual reality environment for technicians training in upstream sector, IFAC-PapersOnLine, Vol. 52, No. 9, (2019), pp. 285–291. DOI: 10.1016/j.ifacol.2019.08.222.
5. Haque M. E., Islam M. R., Islam M. S., Haniu H., Akhter M. S. Life cycle cost and energy consumption behavior of submersible pumps using in the Barind area of Bangladesh. *Energy Procedia* 110 (2017), pp. 479–485. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.172.
6. Herbert B., Ens B., Weerasinghe A., Billinghurst M., Wigley G. Design considerations for combining augmented reality with intelligent tutors, *Computers & Graphics* Vol. 77 (2018), pp. 166–182. DOI: 10.1016/j.cag.2018.09.017.
7. Jacobs T. AR headsets give oil and gas sector the quicker fix, *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 70, No. 07, (2018), pp. 32–34. DOI: 10.2118/0718-0032-JPT.
8. Koteleva N., Buslaev G., Valnev V., Kunshin A. (2020). Augmented Reality System and Maintenance of Oil Pumps. *International Journal of Engineering, No. 33(8)*, pp. 1620–1628. DOI: 10.5829/ije.2020.33.08b.20.
9. Li X., Yi W., Chi H.L., Wang X. A critical review of virtual and augmented reality (VR/AR) applications in construction safety, *Automation in Construction*, Vol. 86, February 2018., pp. 150–162. DOI: 10.1016/j.autcon.2017.11.003.
10. Lu H., Guo L., Azimi M., Huang K. Oil and Gas 4.0 era: A systematic review and outlook, *Computers in Industry*, Vol. 111 (2019), pp. 68–90. DOI: 10.1016/J.COMPIND.2019.06.007.
11. Montenegro R., Hökby N. Optimizing operational efficiency in submersible pumps, *World pumps*, (2004). DOI: 10.1016/s0262-1762(04)00174-9.
12. Rabbi I., & Ullah, S. (2016). A Survey on Augmented Reality Challenges and Tracking. *Acta Graphica*, No. 24 (1–2), pp. 29–46.
13. Radu I. Augmented reality in education: a meta-review and cross-media analysis. *Pers Ubiquitous Comput* (2014), No. 18 (6). DOI: 10.1007/s00779-013-0747-y.
14. Tao F., Zhang M., Digital Twin and Virtual Reality and Augmented Reality/Mixed Reality, In book: *Digital Twin Driven Smart Manufacturing*, (2019), pp. 219–241. DOI: DOI: 10.1016/B978-0-12-817630-6.00011-4.

KEYWORDS: well drilling, virtual reality, industrial safety, simulator, personnel training, oil and gas industry, immersive technology.

РИС. 5. Буровые насосы



- программирование операций и ситуаций, происходящих на буровой установке в процессе строительства скважин;
- написание сценариев для работы членов бригады и взаимодействия всех сотрудников друг с другом;
- адаптацию программного пакета как для ПК, так и для VR.

Такой комплект оборудования (VR-оборудования) в основном используется для развлечений. Тем не менее многие строительные компании используют его в своих офисах продаж для визуализации жилых комплексов или кварталов.

Дискуссия и обсуждения

Разрабатываемый тренажер-симулятор и направление энергетики России в сторону изучения и освоения территории Арктики способствовали формированию идеи создания

концепции обустройства удаленного арктического промысла.

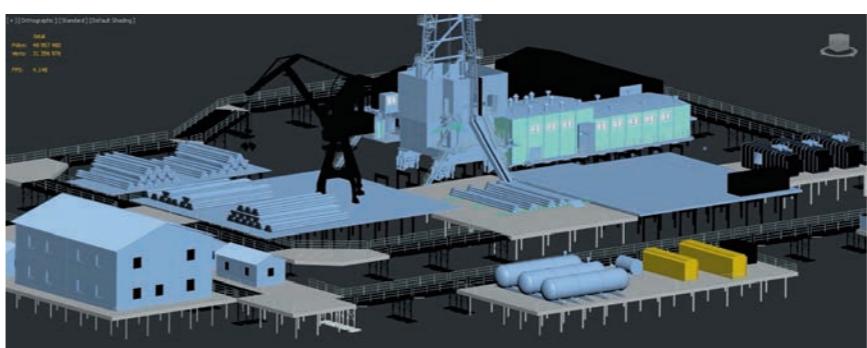
На текущем этапе можно наблюдать 3D-прототипирование объектов инфраструктуры, расположенных на сваях, в программном комплексе 3ds Max Autodesk для дальнейшего интегрирования полученной модели в разработанный комплекс виртуальной реальности – ТСБС.

Выводы и рекомендации

Разработанный проект позволит повысить качество подготовки специалистов топливно-энергетического комплекса за счет внедрения технологий виртуальной реальности непосредственно в учебный процесс.

Новые подходы к образовательному процессу будут развивать необходимые навыки уже на начальном этапе обучения. Получение киберфизического

РИС. 6. Прототипирование объектов инфраструктуры для освоения Арктики в программном комплексе 3ds Max Autodesk



УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ ПРИ ВНЕДРЕНИИ БЕСЦЕХОВОГО ПРОИЗВОДСТВА



**Фомин
Александр Николаевич**
руководитель Центра
внедрения бесцехового
производства

КАЖДЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ, ВСТУПАЮЩИЙ НА ПУТЬ КРУПНЫХ СТРУКТУРНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ НА ОСНОВЕ ПРИНЦИПОВ БЕСЦЕХОВОЙ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ (БСУ), В ТОЙ ИЛИ ИНОЙ МЕРЕ ИСПЫТЫВАЕТ ЕСТЕСТВЕННУЮ ТРЕВОГУ ЗА СУДЬБУ ЭТОГО ПРОЕКТА. ВСЕ ЛИ ХОРОШО ПРОДУМАНО И СПЛАНИРОВАНО? ПРАВИЛЬНО ЛИ ПОДБРАНА КОМАНДА? КАК ПОВЕДУТ СЕБЯ ЛЮДИ? КАК НЕ ДОПУСТИТЬ СНИЖЕНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА, ЕГО УПРАВЛЯЕМОСТИ? КАК ЗАИНТЕРЕСОВАТЬ ПЕРСОНАЛ И ВОВЛЕЧЬ В ПРОЦЕСС ПРЕОБРАЗОВАНИЙ? КАК ИЗБЕЖАТЬ КРУПНЫХ ОШИБОК В НАЧАВШИХСЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯХ? ИНЫМИ СЛОВАМИ, РЕЧЬ ИДЕТ О РИСКАХ ПРОЕКТА И СПОСОБАХ ИХ МИНИМИЗАЦИИ, ТО ЕСТЬ О УПРАВЛЕНИИ РИСКАМИ

EVERY MANAGER WHO EMBARKS ON THE PATH OF MAJOR STRUCTURAL TRANSFORMATIONS OF AN ENTERPRISE BASED ON THE PRINCIPLES OF A SHOP-LESS MANAGEMENT STRUCTURE (SMS), TO ONE DEGREE OR ANOTHER, EXPERIENCES A NATURAL ANXIETY ABOUT THE FATE OF THIS PROJECT. IS EVERYTHING WELL THOUGHT OUT AND PLANNED? IS THE TEAM CHOSEN CORRECTLY? HOW WILL PEOPLE BEHAVE? HOW TO PREVENT A DECREASE IN THE STABILITY OF PRODUCTION, ITS CONTROLLABILITY? HOW TO MOTIVATE STAFF AND INVOLVE THEM IN THE TRANSFORMATION PROCESS? HOW TO AVOID MAJOR MISTAKES IN THE ONGOING TRANSFORMATION? IN OTHER WORDS, WE ARE TALKING ABOUT PROJECT RISKS AND WAYS TO MINIMIZE THEM, THAT IS A RISK MANAGEMENT

Ключевые слова: управление предприятием, менеджмент, минимизация рисков, кадры, предприятие ТЭК.

Десятилетний опыт работы автора по тематике бесцехового производства приводит к однозначному выводу, что магистральный путь минимизации рисков при внедрении БСУ – это твердо усвоенные менеджментом предприятия знания: знание целей, содержания и деталей предстоящей работы, знание принципов, механизма и всех преимуществ внедряемой системы управления, знание методов успешного управления проектом. Усвоенные знания преодолевают тормозящую мнительность, питают преобразования своей энергией.

Когда вы поймете природу своих сомнений, разберетесь в сути прогнозируемых проблем, осмыслите их как просчитанные риски, тогда вы поймете пути и способы их минимизации или полного исключения – знания будут транслированы в практическую деятельность по реализации проекта и обеспечат достижение поставленных целей. В данной статье не рассматривается исходный вопрос при обсуждении бесцехового производства:

«А зачем нам это? И так все работает». Тема содержания, принципов и преимуществ БСУ по сравнению с цеховым управлением подробно рассматривается в моих ранее опубликованных книгах и статьях [1–6]. Поэтому в центре внимания предлагаемой статьи – обсуждение типичных опасений руководства предприятий при подготовке к переходу на БСУ (ожидаемых рисков) и путей их минимизации посредством использования внутренних ресурсов новой структуры управления.

Сокращение численности персонала

Хорошо известно, что дефицит рабочих мест, безработица является «врожденной», практически неустранимой чертой рыночной экономики.

Безработица возникает как одно из следствий рационализации производства, повышения его производительности и общей эффективности.



УДК 331.1

На рынке труда возникает конкуренция, позволяющая работодателям подбирать лучшие кадры и экономить расходы на оплату труда. Но вместе с тем безработица – тяжелая социальная проблема, особенно для российского населения, сохраняющего память о социалистической экономике, где был хронический дефицит не рабочих мест, а рабочих кадров. Однако в рыночной экономике полное искоренение безработицы не только невозможно, но и нецелесообразно, поскольку она – при практически найденных разумных параметрах – обеспечивает работоспособность механизма конкуренции как движущей силы развития экономики. Таким образом, сокращение численности персонала предприятий – объективный, неизбежный процесс, происходящий в силу автоматизации производства и оптимизации организационной структуры. При внедрении бесцехового управления происходит не «механическое» сокращение численности, а ее обоснованная, просчитанная оптимизация на основе четко определенных принципов структурного построения подразделений. В этом отношении сокращения должностных позиций, вызванные структурными изменениями, столь же объективны и неизбежны, как и сокращения по причине автоматизации производства. Именно этот вывод необходимо понять и принять как аксиому, которую невозможно отменить, но можно и нужно максимально снижать негативные социальные последствия сокращений. Возможная социальная напряженность вследствие этих процессов должна снижаться совместными усилиями

реформируемых предприятий, местных и федеральных властей путем разработки и осуществления комплексных программ создания новых рабочих мест, переучивания освобожденного персонала, выплаты достойной материальной компенсации. С другой стороны, вовлеченность штатного персонала предприятия в процесс изменений должна обеспечиваться обучением работе в новых условиях, разъяснением позитивного смысла реформы управления, повышением уровня оплаты труда. БСУ задает для персонала всех уровней более высокую планку компетенций, чем цеховая структура, стимулирует работников к профессиональному росту, создает атмосферу причастности к новейшей технологии управления. Работник, прошедший школу бесцехового управления, получивший новые знания и навыки, конкурентен на рынке труда, у него обоснованно высокая самооценка. В обозримой перспективе именно персонал бесцеховых предприятий составит основу рабочих, инженерных и управленческих кадров российской промышленности.

Замена уникальной структуры управления типовой стандартизированной структурой

Суть цехового производства – фрагментация целостного процесса, его расчленение на отдельные составляющие, каждая из которых готовит свой «полуфабрикат», передаваемый затем цеху-смежнику для дальнейшей работы. Такое построение производственного процесса предоставляет руководству предприятия широкие возможности для реализации своего, «的独特的 видения «нарезки» основных и вспомогательных цехов, а также других подразделений организационной структуры. В результате на различных однотипных предприятиях одной отрасли можно обнаружить большое разнообразие структур управления. Обычно руководители предприятий объясняют это особенностями своих предприятий, их уникальностью. Отчасти это так. У каждого предприятия с однотипным производственным процессом своя история, положение на рынке, набор оборудования, масштабы производства, навыки управления и т.д. Все эти особенности в той или иной мере отражаются в организационном построении цеховых предприятий. При этом важно понять, по какому опорному принципу строится цеховая организационная структура, где та основа, которая объединяет однотипные предприятия. Анализ показывает, что такой основой является последовательность технологических переделов, которые претерпевает начальный продукт, продвигаясь до состояния конечного товарного продукта. Например, в водоканалах выделяются четыре технологических передела: подъем и фильтрование воды из первичного источника; подача товарной воды потребителям (водопроводные сети); отвод отработанной воды (канализационные сети); очистка воды на очистных сооружениях. Каждый из этих переделов может обслуживаться одним цехом, на крупных водоканалах – набором

цехов, на мелких один цех может обслуживать несколько переделов. Аналогичная ситуация наблюдается и на предприятиях других отраслей, где цеха сориентированы на технологические переделы, но жестко к ним не привязаны. Как видим, привязка организационного построения цеховых предприятий к обслуживанию технологических переделов никак не гарантирует однотипности структур управления однотипных производств. Более того, эта основа организационного строительства предприятий программирует плохо мотивированное разнообразие структур, далеко не всегда работающих на прогресс предприятия. Такое положение с оргструктурным творчеством кажется естественным, однако на практике это приводит к перманентной структурной перетряске предприятий при смене руководства или при смене взглядов действующего руководителя на установленное им же оргструктурное построение. Иначе говоря, в силу самой природы цехового управления оргструктура предприятия в значительной мере отражает субъективные предпочтения руководителя, а не объективные потребности и тенденции развития предприятия в конкурентной среде. Совершенствование структуры управления методом «проб и ошибок» – наиболее распространенный, но, очевидно, не лучший путь к эффективному управлению.

Как подсказывают логика и здравый смысл, в основу построения системы управления должен бытьложен такой принцип, который обеспечивал бы устойчивость системы, был ее жестким каркасом. Такой принцип предоставляет бесцеховую структуру управления (БСУ). Он заключается в ориентации организационного построения предприятия не на фрагментацию единого производственного процесса через технологические переделы и соответствующие им цеха, а на сквозные, горизонтальные процессы управления производством продукта, связывающие все переделы в единую линию. Эти процессы:

- оперативное управление оборудованием (служба оперативного управления – СОУО);

- обеспечение работоспособности оборудования (служба владельцев оборудования – СВО);
- планирование и координация работ (служба ПиК);
- техобслуживание и ремонт оборудования (служба ТОиР).

Отмеченные процессы характерны для любого крупного предприятия, особенно непрерывного цикла работы. Поэтому управляющие ими службы составляют неизменяемую опорную базу организационной структуры, по отношению к которой цеховой принцип привязки к технологическим переделам становится вторичным – он реализуется через внутреннее структурирование служб, подразделения которых ориентированы на обслуживание соответствующих технологических переделов.

Таким образом, бесцеховая, процессная структура управления создает устойчивый каркас для организационного строительства, нейтрализует немотивированные изменения, исключает структурную чехарду и обеспечивает стабильность управления предприятием. Кроме того, она позволяет создать стандартизованную структуру управления для однотипных предприятий одной отрасли и тем самым повысить эффективность управления как конкретным предприятием, так и всеми предприятиями отрасли.

«Потеря управляемости»

Любой объект управления – машина, государство, предприятие – предполагает наличие механизма, посредством которого он (объект) получает некие исполнительные команды для движения и развития в соответствии с волей и целями управляющего. Для предприятия таким механизмом является юридически оформленная структура управления и сопутствующие ей документы (приказы, распоряжения, должностные инструкции, положения о подразделениях), раскрывающие пути прохождения управляющих сигналов от первого руководителя до конечного исполнителя. Когда утверждается, что структурная реформа несет угрозу потери управляемости предприятием,

то это предполагает неуверенность в возможности бесцеховой структуры обеспечить четкость прохождения распорядительных сигналов и их безусловного выполнения конечными исполнителями. Природа этого сомнения заключается, во-первых, в незнании механизма бесцехового управления, а во-вторых, в однобоком, «цехоцентричном» понимании роли среднего звена управления на предприятии. Дело в том, что многолетняя монополия цехового управления в российской экономике породила сверхустойчивый стереотип: цех как фрагмент единого процесса производства и начальник цеха, который управляет всеми вверенными ему производительными силами – персоналом, оборудованием, зданиями и сооружениями, территорией, являются единственными возможными вариантами организации производственного процесса.

На фоне этого стереотипа альтернативный вариант организации производства в форме бесцеховой структуры представляется заведомо чуждым и неприемлемым. Однако это не проблема практики бесцехового производства, а проблема психологии управления, которая решается углубленным изучением теории и практики БСУ. Главное здесь заключается в том, что в БСУ ключевая роль руководителя среднего звена переходит от начальника цеха к руководителю службы, управляющей одним из четырех параллельных процессов, объединяющих все технологические переделы производства продукта: управление оборудованием; обеспечение его работоспособности; техобслуживание и ремонт; планирование и координация.

Соответственно, управление по цепочке: технический директор – начальник цеха – начальник участка – исполнитель трансформируется в цепочку: технический директор – начальник службы – начальник локальной смены, сектора, участка, отдела – исполнитель. Функции руководства цеха по управлению оперативным персоналом исполняются начальником смены того технологического передела, которым ранее управлял этот цех. Функции руководства цеха по обеспечению работоспособности оборудования, его техобслуживания

и ремонта, планирования и координации работ на конкретном технологическом переделе исполняют соответствующие структурные подразделения служб владельцев оборудования, техобслуживания и ремонта, планирования и координации.

Таким образом, бесцеховое производство формирует свой механизм управления на основе имеющегося опыта [5].

Бесцеховое производство формирует механизм управления на основе устойчивого ядра сквозных служб, что создает общую платформу оргструктурного строительства различных предприятий и последующей стандартизации управления

устойчивого ядра сквозных служб, что создает общую платформу оргструктурного строительства различных предприятий и последующей стандартизации управления. При этом значительно возрастает прозрачность и контролируемость управления по сравнению с условиями цехового производства. Каждая из служб бесцехового управления работает по общим правилам технической политики предприятия на всех технологических переделах, в то время как в цеховом производстве каждый начальник цеха применяет свой стиль руководства по отношению к персоналу, содержанию и ремонту оборудования, планированию работ, что неизбежно ведет к значительным различиям цехов по этим параметрам оценки их деятельности. БСУ снимает эти противоречия, и поэтому риск «потери управляемости» в действительности является лишь одной из мифологем, возникающей от непонимания сути управления в бесцеховом производстве.

Риск ошибочных решений при внедрении бесцехового управления

При реализации проекта по переходу предприятия на БСУ возникают естественные трудности при формировании новых служб, разработке и освоении механизма их взаимодействия. Этап обкатки «бесцеховой машины» может быть относительно безболезненным при условии соблюдения необходимых правил, но может привести

и к «поломке» машины при игнорировании этих правил. Первичное правило при внедрении БСУ – безусловное выполнение принципов бесцехового производства [5]. Вторичные правила внедрения БСУ представляют собой изложение последовательных этапов движения к цели, сформулированных на основе имеющегося опыта [5].

Исходный, «первозданный» принцип бесцехового управления – устранение фрагментарности производственного процесса, олицетворяемого цехами, создание системы потока продукции. Этот принцип допускает единственную правильную интерпретацию – упразднение цехов и закрепление каждой из четырех ключевых производственных функций цеха за сквозными службами.

Важный принцип БСУ – разделение функций управления оборудованием и обеспечения его работоспособности

Нарушение указанного принципа является главной, фундаментальной ошибкой при внедрении БСУ. Очевидная причина этой ошибки – стремление менеджмента предприятий любой ценой сохранить привычную фрагментарность производства, связанную с цеховым способом управления. При этом применяются различные средства – от манипулирования «бесцеховой» терминологией до частичного применения элементов БСУ.

Манипулирование терминологией проявляется в тривиальной замене в оргструктуре слова «цех» на другое обозначение, например, «отделение», «служба», «департамент» и т.п. при сохранении прежней фрагментации производства под этими наименованиями. Иногда «магия цеха», пронизывающая российскую производственную ментальность,

приобретает даже курьезный оттенок. В интервью одного из руководителей предприятия, переходившего на бесцеховое управление, мне встретилась фраза о том, что внедряемая структура является не бесцеховой, на самом деле она – одноцеховая, т.е. предприятие следует рассматривать как единый цех. В связи с этим следует напомнить одну простую вещь: в любом анализе, претендующем на истину, нужно придерживаться общепринятых или специально заданных определений основных терминов. Для этого при реализации проектов формируется словарь употребляемых терминов (глоссарий), нарушать значение которых недопустимо, поскольку это приводит к тупиковому демагогии. В нашем случае значение слова «цех» совершенно очевидно – это фрагмент, часть процесса производства, но отнюдь не само производство в его полном, законченном виде. При внедрении БСУ упраздняются именно эти фрагменты и воссоздается управление производством предприятия по всем технологическим переделам как управление процессом или потоком создания конечного продукта.

Управление сквозными производственными процессами – от начальной точки до конечного продукта – процессное, бесцеховое управление – это следующий основополагающий принцип БСУ. Основная ошибка при внедрении БСУ, которая связана с этим принципом, – стремление вывести часть цехов, непосредственно включенных в технологический процесс производства, из периметра бесцехового управления.

Практика внедрения БСУ по известным мне источникам дает разнообразие примеров такого рода. Например, в свое время на Запорожской АЭС разделили функции эксплуатации оборудования (оперативное управление оборудованием) и обеспечения его работоспособности (владение оборудованием и ремонт) для двух опорных цехов – реакторного и турбинного.

Но при этом вне реформы остались другие подразделения основного технологического процесса – электроцех, химцех и цех тепловой автоматики, т.е. на них не было распространено указанное выше разделение функций. Кроме того, и другие принципы бесцехового управления остались нереализованными. Понятно, что в данном случае не приходится говорить о внедрении БСУ: получился странный оргструктурный «кентавр», который вряд ли сослужил хорошую службу этому предприятию.

Известны и другие варианты изготовления таких оргструктурных эрца-продуктов, когда используются отдельные составляющие концепции бесцехового управления при фактическом доминировании цеховой идеологии и практики. При столь поверхностном, непоследовательном подходе к внедрению процессного управления заведомо невозможно получить хороших результатов, поскольку система БСУ – «бесцеховая машина» – собирается только из оригинальных деталей, в качестве которых выступают ее принципы. Замена этих деталей на различные «самоделки» недопустимо, т.к. нарушает отложенную работу системы и закрывает пути к повышению эффективности предприятия.

Очень важный принцип БСУ – разделение функций управления оборудованием и обеспечения его работоспособности. Как показала практика, конкретность этого принципа при внедрении БСУ часто вызывает столь же конкретные попытки его

нарушения. Ошибочные действия заключаются в стремлении бывших руководителей цехов, перешедших в службу владельцев оборудования БСУ, сохранить функцию руководства оперативным персоналом смен. В частности, на одном из водоканалов при обсуждении БСУ был предложен весьма странный вариант распределения оперативного персонала между службами оперативного управления и владельцев оборудования. Сопутствующей и явно намеренной ошибкой при селекции производственного персонала предприятия между службами БСУ является запрос дополнительных штатных единиц, хотя при переходе на бесцеховое управление происходит реальная оптимизация численности на основе детального анализа степени загруженности и производственной необходимости каждой должностной позиции.

Принцип управления сквозными производственными процессами или принцип управления потоком конкретизируется через принцип формирования классической триады подразделений (служб) производственно-технического блока предприятия:

- оперативного управления оборудованием (СОУО);
- владельцев оборудования (обеспечения работоспособности – СВО);
- планирования и координации работ (СПиК).*

Каждая из служб БСУ формируется по определенным правилам на основе разработанной методики, обобщившей имеющийся практический опыт.

С реализацией принципа сквозного управления посредством специализированных служб связаны несколько существенных ошибок.

1) Служба оперативного управления оборудованием не рассматривается как самостоятельное подразделение, равноценное другим службам БСУ. Оперативный персонал, выведенный из состава бывших цехов в отдельную службу, воспринимается как чисто рабочий, исполнительный состав, нуждающийся в «опеке» бывших руководителей цехов, собранных в основном в службе владельцев оборудования. Отсюда попытки внести такие «корректизы» в БСУ, которые полностью или частично восстанавливали бы непосредственное управление бывших руководителей цехов оперативным персоналом.

В частности, эти попытки могут выражаться в предложении подчинить службу оперативного управления службе владельцев.

* В данный перечень не включена служба техобслуживания и ремонта (ТОиР), которая часто включается в структуру ПТБ предприятия как сервисная служба, работающая по заявкам и под контролем службы владельцев оборудования. Принципиально важно, что в БСУ выполнение ремонтных работ рассматривается только как функция аутсорсинга: внутреннего – при неразвитом рынке ремонтных услуг или внешнего – при наличии такого рынка. В обоих случаях ремонтные работы всех видов осуществляются под контролем службы владельцев, входящей в «жесткое ядро» оргструктуры предприятия наряду с двумя вышеупомянутыми службами.

Однако в БСУ эта проблема мнимой «бесхозности» оперативного персонала решается иначе. Весь персонал оперативных смен образует самостоятельную службу – новый, единый коллектив операторов оборудования. Создаются сквозные оперативные смены, выходящие на все объекты управления во главе с начальником смены предприятия и локализованные по технологическим переделам и видам управляемого оборудования [5]. Важно подчеркнуть, что основные задачи службы оперативного управления – это разработка и обеспечение наиболее эффективного для производства взаимодействия в связи «человек – машина», реализация скрытого потенциала человеческих и технических ресурсов, а также постоянная работа над повышением квалификации персонала. Эти задачи служба решает самостоятельно, а взаимодействие с инженерами СВО определяется регламентом, детализирующим ответственность служб.

2) Ошибочное понимание роли и функций службы оперативного управления оборудованием может дополняться неверной трактовкой роли и функций службы владельцев оборудования. Эта служба не должна быть подразделением отставных начальников цехов, ищущих пути восстановления прежних полномочий по непосредственному управлению оперативным и ремонтным персоналом. Необходимо осознать тот факт, что в отличие от цеховой структуры в БСУ существенно меняется функционал опорного звена в руководстве производственно-технического блока (ПТБ) предприятия: вместо начальника цеха таким опорным звеном становится инженер СВО, главная задача которого – не управление людьми, а управление процессами, выполняемыми этими людьми. Иначе говоря, миссия инженера СВО – формирование, поддержка, обновление интеллектуального продукта для службы оперативного управления и ремонтных подразделений – инструкций, технических регламентов по управлению оборудованием и контролю качества ремонтных работ, планов ТО и ремонтов, мероприятий

по повышению надежности подконтрольного оборудования и техперевооружению. Но в то же время инженеры СВО – это отнюдь не «офисные клерки», а профессионалы-практики высшего класса, досконально разбирающиеся в подконтрольном им оборудовании и поэтому несущие полную ответственность не только за содержание создаваемых ими документов для персонала смежных служб,

Минимизация рисков проекта обеспечивается необходимой полнотой знаний о новой структуре управления руководителей и специалистов высшего и среднего звена реформируемого предприятия

- выработка решений по разделам производственной программы на основе конструктивного согласования позиций всех служб БСУ;
- внутренние корректировки бюджета производственной программы в течение года – на той же вышеупомянутой основе;

но и конечную ответственность за работоспособность подконтрольного им оборудования. С созданием службы владельцев персонифицируется ответственность инженерного надзора за состоянием каждой единицы оборудования [5].

3) В связи с тем, что в БСУ применяется принцип централизации планирования и координации работ ПТБ предприятия, создается служба планирования и координации (СПиК). Распространенная ошибка в понимании функционала этой службы – сведение ее функций к привычным задачам производственно-технического отдела (ПТО) цеховой структуры, прежде всего к планированию и контролю бюджета ПТБ, производственной и инвестиционной программ. Задачи СПиК, помимо детализации планирования работ вплоть до суточного горизонта, включают в себя координацию – упорядочивание и согласование деятельности совместно работающих служб БСУ. На первом этапе внедрения БСУ – это координация работы служб по созданию регламента их взаимодействия – ключевого документа, определяющего права и обязанности служб по отношению друг к другу. В последующем СПиК решает следующие задачи:

- анализ заявок в проект производственной программы, поступающих из всех служб БСУ, с точки зрения соблюдения интересов предприятия

- координация работы служб при разработке планов капитальных ремонтов и их реализации [2].

Подводя итоги краткого обзора возникающих рисков при внедрении бесцехового управления предприятием, следует еще раз подчеркнуть, что минимизация рисков проекта, сведение их к управляемому уровню обеспечивается необходимой глубиной и полнотой знаний о новой структуре управления руководителей и специалистов высшего и среднего звена реформируемого предприятия. Когда усвоены не только принципиальные положения БСУ, но и наиболее важные аспекты системы, основные риски и способы ихнейтрализации, тогда знание становится действующей силой, ведущей к успешному завершению проекта. ●

Литература

1. А.Н. Фомин «Бесцеховое производство», М.: Эдитус, 2015.
2. «Бесцеховая революция», М.: Эдитус, 2019.
3. <https://magazine.nftegaz.ru/articles/kompanii/619831-est-li-ogranicheniya-i-bestsekhovogo-proizvodstva/>
4. <https://magazine.nftegaz.ru/articles/prombezopasnost/625117-bestsekhovaya-struktura-upravleniya-i-promyshlennaya-bezopasnost-predpriyatiya-kak-izbavitsya-ot-privozimykh-nedostatkov/>
5. <https://magazine.nftegaz.ru/articles/upravlenie/536400-bestsekhovoe-proizvodstvo-na-predpriyatiyah-neftekhimii-v-usloviyah-industrializatsii-4-0/>

Keywords: enterprise management, management, risk minimization, personnel, fuel and energy company.



НЕФТЯНЫЕ ГИГАНТЫ ИЩУТ СПАСЕНИЕ В «ВОДОРОДНОЙ РЕВОЛЮЦИИ»

Bloomberg

Дэвид Фиклинг

Если водород придет на смену нефти, то за помощью и уникальным опытом придется обращаться к нефтяным гигантам. «Голубой водород» может стать промежуточной стадией на пути к производству экологически чистого водорода. Важно, чтобы крупные



нефтяные компании поняли, где они действительно могут принести пользу, а где нет. Например, экономике, работающей на УВ и водородном сырье, понадобятся средства транспортировки и хранения топлива.

В настоящее время для хранения нефти и газа используются искусственные соляные пещеры. Именно они окажутся ключевым элементом в системе хранилищ водорода. В Нидерландах

планируется направить водород по трубопроводам, которые обслуживают Гронингенское газовое месторождение, запасы которого истощаются. В противном случае эти трубопроводы были бы демонтированы.

По данным Совета по водородным технологиям, к 2050 г. мировая потребность в водороде составит 80 эксаджоулей в год. Для этого необходимо построить в девять раз больше ветряных и солнечных генераторов по сравнению с существующими сегодня.

Чтобы в XXI веке доминировать в энергетической отрасли, нефтяные гиганты должны вспомнить о принципе, благодаря которому они в XIX веке прокладывали себе путь к господству: «Либо вкладывайся по-крупному, либо уходи со сцены».

В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОРЫВА В ПРОИЗВОДСТВЕ ГЕЛИЯ МИР МОЖЕТ ОКАЗАТЬСЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РОССИИ

The New York Times

Эндрю Крамер

Россия может стать крупным экспортёром гелия и в перспективе потеснить на этом рынке США и Катар. На Дальнем Востоке близится к завершению строительство производственного комплекса, который может подорвать мировой рынок.

Это вызвало опасения по поводу того, что при продаже гелия Россия может применять те же политизированные подходы, которые беспокоят покупателей российского природного газа и нефти.

Фактически «Газпром» имеет возможность резервировать гелий, закачивая его обратно в скважины на месторождениях природного газа (по сути, изымая свой гелий с рынка), что является одной из причин опасений относительно манипулирования ценами в будущем. Россия рассчитывает производить 25–30% гелия, используемого во всем мире, после выхода ГПЗ на полную мощность в середине этого десятилетия.



Поначалу новые поставки российского гелия могут привести к снижению цены, но в долгосрочной перспективе динамика цен может стать более политизированной, в некотором роде похожей на то, что можно наблюдать в ОПЕК, которая манипулирует ценами, повышая или снижая добчу нефти.

По той же аналогии российский рубль недооценен по отношению к доллару США на 68%, к британскому фунту на 59%, к японской иене на 52%, к китайскому юаню на 48%. ●

Строительство новых газоперерабатывающих заводов планирует Катар, а компании ведут разведку новых месторождений в США, Канаде и Африке.

«ИНДЕКС БИГМАКА» ПОКАЗЫВАЕТ: РОССИЙСКИЙ РУБЛЬ – ОДНА ИЗ САМЫХ НЕДООЦЕНЕННЫХ ВАЛЮТ В МИРЕ

The Economist

Эксперты считают, что курс российской валюты сильно занижен – рубль оказался одной из самых недооцененных валют в мире.



По состоянию на январь 2021 один бигмак стоит 135 рублей в России и 4,25 евро в еврозоне. При таком соотношении обменный курс (гипотетический) должен быть равен 31,76 рубля за один евро. Однако разница между ним и фактическим обменным курсом (90,68 рублей за евро) свидетельствует о том, что российский рубль недооценен на 65 %.

Если же мы посмотрим на эту ситуацию, учитывая рыночный обменный курс, то бигмак в России должен стоить 1,49 евро, то есть дешевле, чем в зоне евро (4,25 евро). А если учесть еще и разницу в показателе ВВП на душу населения, то бигмак должен стоить еще дешевле. Это говорит о том, что рубль недооценен на 53,2 %.

По той же аналогии российский рубль недооценен по отношению к доллару США на 68%, к британскому фунту на 59%, к японской иене на 52%, к китайскому юаню на 48%. ●

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



ОПЕК предупреждают о трехзначных ценах на нефть

В январе 2011 г. МЭА призывал ОПЕК обратить внимание на цены на нефть, а добывчиков нефти – принимать гибкие решения, чтобы цены не достигли 100 долл за барр.

• Комментарий Neftegaz.RU

Спустя десять лет страны ОПЕК озабочены противоположной проблемой – как поднять цены на нефть. Весь 2020 год цена держалась на уровне 40 долл за барр, а после небольшого поднятия до 10-месячного максимума в конце года, снова пошла на снижение. По принципу замкнутого круга давление на нефтяные цены оказывает новый обзор ОПЕК,

Заменитель бензина на основе нанотехнологий, стоимостью до 12 руб./литр появится в продаже в 2014 году

Специалисты английской компании Cella Energy, сообщили о разработке технологии получения дешевого и экологичного топлива на основе водорода. В 2014 г. планируется создать промышленную установку. При цене нефти 100 долл. за барр, водород является

конкурентоспособным и может обеспечить энергобезопасность мировой экономики.

• Комментарий Neftegaz.RU

Цена 100 долл за барр, по всей видимости, осталась навсегда в прошлом. Однако, это не делает водород менее привлекательным энергоносителем. В 2020 г. в России появилась первая водородная заправка, пока она способна обслужить всего шесть машин в день. Но и этого вполне достаточно, ведь на всю страну



пока существует только один автомобиль, работающий на водородном топливе – Toyota Mirai, принадлежащий бизнесмену из Красноярска. ●

Премия имени академика И.М. Губкина. Молодые ученые вступают в борьбу за лучший научно-исследовательский проект

21 сентября 2021 года в стенах Губкинского университета в совмещенном онлайн и офлайн формате состоится V конкурс на соискание молодежной Губкинской премии (далее – Конкурс), посвященный 150-летию со дня рождения выдающегося учено-практика, основоположника нефтяной геологии, педагога и общественного деятеля, профессора, академика Ивана Михайловича Губкина (21.09.1871–21.04.1939).

К участию в Конкурсе приглашаются магистранты, аспиранты, докторанты, специалисты, инженеры, научные и научно-педагогические работники высших учебных заведений в возрасте до 30 лет. Выдвигаемые на соискание молодежной Губкинской премии работы должны решать отраслевые и региональные научно-технические проблемы нефтегазовой отрасли, получить внедрение с подтвержденным экономическим или социальным эффектом.

Молодежная Губкинская премия учреждена Межрегиональным научно-техническим обществом нефтяников и газовиков им. акад. И.М. Губкина и присуждается за лучшие научно-исследовательские, проектные и конструкторские работы, представляющие значительный вклад в теорию и практику нефтяной и газовой промышленности.

Традиционно Конкурс проводится с 2012 года и призван способствовать ускорению технического прогресса, росту эффективности, улучшению качества, повышению надежности и безопасности эксплуатации производства, экономии трудовых, материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, автоматизации и цифровизации производства, охране окружающей среды.



Условия участия в Конкурсе и форму заявки можно найти на сайте журнала Neftegaz.RU

Заявки на участие принимаются до 21.08.2021 по электронной почте niibt@gubkin.ru





ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР REGUL R500

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2 Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



Контроллер REGUL R500 предназначен для построения ответственных, отказоустойчивых и распределенных систем АСУ ТП в различных отраслях промышленности.

Преимущества

- ответственные решения, требующие повышенной надежности оборудования (поддержка различных схем резервирования контроллеров и станций удаленного ввода/вывода);
- высокоточные измерительные системы ответственного применения (специальные измерительные модули повышенной точности);
- отказоустойчивые системы управления технологическими объектами с быстроменяющимися физическими процессами (резервированные системы управления с минимальным циклом исполнения программы, специализированные модули высокоскоростного измерения физических параметров);
- распределенные системы АСУ ТП.

Функциональные возможности

- поддержка «горячего» резервирования центральных процессоров, источников питания, модулей ввода/вывода;
- дублированная высокоскоростная внутренняя шина данных;
- различные схемы резервирования контроллеров (100% резервирование, резервирование источников питания и центральных процессоров);
- «горячая» замена всех модулей контроллера (без отключения

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
минимальное время цикла прикладной программы	1 мс
время переключения с основного контроллера на резервный	5 мс / 10 мс в резервированном варианте
точность синхронизации времени	от 50 мкс
диапазон входного напряжения питания	85...264 VAC/120...370 VDC, 18...36 VDC
диапазон рабочих температур	от -40 до +60 °C

питания и прерывания прикладной программы);

- наборный крейт – возможность наращивания крейта с дискретностью в один модуль;
- подключение станций удаленного ввода/вывода к центральному процессору по топологии «двойное резервируемое кольцо», «звезда» и смешанной схеме;
- энергонезависимая память – до 3 Гб под архивы пользователя;
- возможность веб-визуализации;
- среда разработки Epsilon LD с поддержкой 5 языков стандарта IEC 61131-3.

Коммуникационные возможности

Поддержка интерфейсов

- RS-232 (9 pin, full duplex, скорость 300...115 200 bps, оптоизоляция 500/1500 В, защита от перенапряжения);
- RS-422/RS-485 (9 pin, скорость 300...115 200 bps полная поканальная оптоизоляция 500 / 1500 В, защита от перенапряжения) – до 96 портов на контроллер; ●

- Ethernet 10/100/1000 RJ-45 (full duplex) – до 4 портов на ЦП;
- Ethernet 10/100/1000 FO (Single-mode, Multi-mode) – до 2 портов на ЦП.

Поддержка протоколов обмена

- IEC 60 870 5 101 (Master/Slave);
- IEC 60 870 5 104 (Master/Slave);
- Modbus RTU (Master/Slave, с возможностями расширения);
- Modbus TCP (Master/Slave, с возможностями расширения);
- OPC DA, OPC UA;
- RegulBus;
- возможна реализация дополнительных протоколов обмена по требованиям Заказчика, включая нестандартные.

Конструктивное исполнение

- модули с современным дизайном размером (ШxВxГ) 40x180x145 мм;
- удобные съемные клеммники;
- быстрый монтаж на 105 мм DIN-рейку;
- пассивное охлаждение, отсутствие механических и врачающихся элементов конструкции. ●

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Стоимость подписки

	1 номер	Год
Количество номеров	1	12
Электронная версия	2000 ₽	20 000 ₽
Печатная версия	2500 ₽	24 000 ₽
Электронная версия + печатная версия	4000 ₽	34 000 ₽



Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки
журнала Neftegaz.RU
+7 (495) 650-14-82
subs@neftegaz.ru

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

Подписанное агентство
(Урал-Пресс) |
подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов –
индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ
УДОБСТВА НАШЕЙ
АУДИТОРИИ!

**Д. Трамп**

Я взял нефть

**В. Путин**

«А у нас в квартире газ! А у вас?»
И у вас есть, и будет. (на вопрос
В. Зеленского о газе – ред.)

**Салман ибн Абдул-Азиз**

Мы делаем это добровольно.
Мы поддержим рынок,
мы поддержим индустрию

**Э. Энгель**

Последнее, что следует
делать США, – это расчищать
путь новым богатым бизнес-
возможностям для Путина и его
ближайшего окружения

**Д. Байден**

Мы должны работать над
тем, чтобы лишить Россию
возможности использовать
энергоресурсы в качестве оружия
против соседних государств

**И. Сечин**

Если бы была возможность
увеличения лимитов
на кредитора, это сильно
помогло бы поддержать наши
инвестиционные программы

**М. Баркиндо**

«Тебе, невзгода, я раскрыл
объятья. По мнению
мудрецов, то путь
мудрейший» (о ситуации
на рынке нефти словами
У. Шекспира – ред.)

**А. Новак**

Возможно, в Европе
будет по-другому, но есть
еще Африка, Азиатско-
Тихоокеанский регион,
Латинская Америка. И здесь
энергобаланс будет все равно
в пользу углеводородов

**Л. Федун**

Я бы привел пример Брестского
мира, когда большевики
в 1918 году были вынуждены
пойти на сделку с Германией,
которая была унизительной
и тяжелой (про цену для России
за согласие снизить добычу
на 2,5 млн баррелей – ред.)

Реклама

БИЗНЕС БЕЗ ГРАНИЦ

CESSNA CITATION LONGITUDE



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



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

 **EASTUNION**
Business Aviation

 **Cessna**
ATextron Company

VITZRO CELL

**ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ БАТАРЕИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ПРОСЛУЖАТ БОЛЕЕ 10 ЛЕТ**

**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
- анализ проблем полевых работ и отчетов
- инженерная поддержка



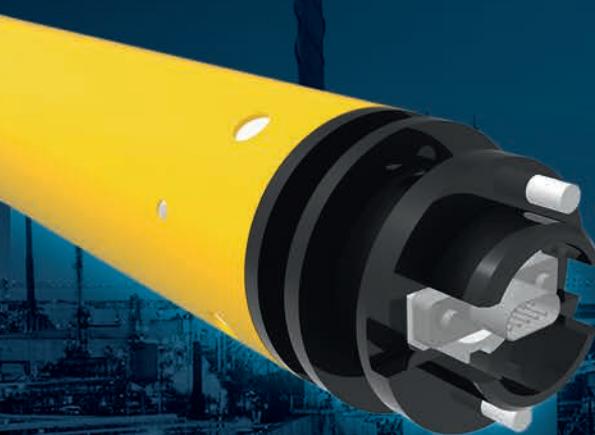
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- 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

является единственной в мире компанией, которая разрабатывает и производит литиевые первичные батареи, высокотемпературные батареи и EDLC для использования в AMR, MWD и PIG

**230
КЛИЕНТОВ**

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известен в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

**770
МИЛЛИОНОВ**

На данный момент Vitzrocell производит и поставляет более 770 миллионов батарей своим клиентам во всем мире

**33
ГОДА**

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей в течение 33 лет с 1987 года

**2
МИЛЛИОНА**

Vitzrocell с 2008 года производит и поставляет более 2 миллионов высокотемпературных элементов и батарей



www.youtube.com/vitzrocell

Тел.: +82-10-2233-5033 /
E-mail: russia@vitzrocell.com /

www.vitzrocell.com

**VITZRO
CELL**