



ИНГИБИРУЮЩИЕ  
ПРИСАДКИ

КАТАЛИЗАТОРЫ  
ПРОЦЕССОВ  
ОКИСЛЕНИЯ

БОРЬБА  
С АСПО

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftgaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

5 [149] 2024

РОЛЬ НКК В ДОСТИЖЕНИИ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО  
СУВЕРЕНИТЕТА  
ГОСУДАРСТВА



Входит в перечень ВАК (К1)

# НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК



ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ↗



СИЗ ↗



↗ РОБОТЫ И  
БЕЗОПАСНОСТЬ



БПЛА: УГРОЗА И ЗАЩИТА ↗



↗ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ



ИСКУССТВЕННЫЙ  
ИНТЕЛЛЕКТ ↗



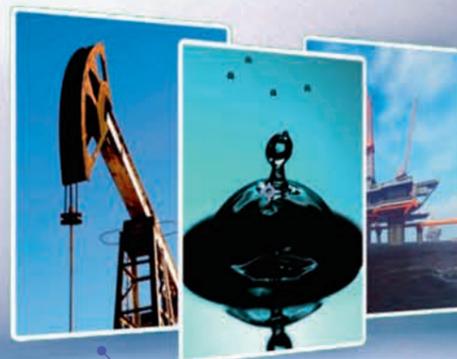
↗ ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР



СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ  
СООРУЖЕНИЙ ↗



ЗАЩИТА ДАННЫХ ↗



НОВОСТИ ↗



ПОЛИТИКА  
↗ БЕЗОПАСНОСТИ



ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ ↗



## Промышленные катализаторы для производства водорода



14

## Катализаторы процессов окисления



22

## Влияние ингибирующей присадки на осадкообразование в высокопарафинистой нефти



38

## Структурная перестройка газового рынка ЕС



44

Эпохи НГК 4

### РОССИЯ *Главное*

Нефтепереработку отрезали от внешних рынков 6

70-процентное импортозамещение 8

*События* 10

*Первой строчкой* 12

### ПЕРЕРАБОТКА

Промышленные катализаторы для производства водорода 14

*Календарь событий* 21

Катализаторы процессов окисления 22

### ПЕРЕРАБОТКА

Характеризация углеводородных смесей 32

*Россия в заголовках* 37

### ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Влияние ингибирующей присадки на осадкообразование в высокопарафинистой нефти 38

### ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Применение тепловизионных камер в нефтяной и газовой промышленности 42

### РЫНОК

Структурная перестройка газового рынка ЕС 44

### ОБОРУДОВАНИЕ

Разработка диафрагменного насоса с нитиоловой мембраной 54

## Повышение надежности насосных агрегатов



57

## Технология борьбы с АСПО



68

## ТЭО разработки месторождения Тишрин с применением паротеплового воздействия



76

## Роль НГК в достижении технологического суверенитета государства



86

### ОБОРУДОВАНИЕ

Повышение надежности насосных агрегатов 57

### НЕФТЕСЕРВИС

Методика определения динамической прочности цементного камня при строительстве скважин 60

*Хронограф* 67

### ДОБЫЧА

Технология борьбы с АСПО 68

Гронинген: до свидания, великан 72

### MODUS VIVENDI

Морское приключение и незабываемые каникулы с Westin Maldives Miriandhoo Resort 74

### ЭКОНОМИКА

ТЭО разработки месторождения Тишрин с применением паротеплового воздействия 76

Формирование системы индикаторов экономической безопасности компаний ТЭК 80

### ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Роль НГК в достижении технологического суверенитета государства 86

### ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Механизированная добыча нефти: итоги и прогнозы 97

Нефтегаз-2024 100

*Новости науки* 106

*Нефтегаз Life* 108

*Классификатор* 110

*Цитаты* 112

## 305 лет назад

В 1719 году стараниями врача Э. д'Эйринис в Валь-де-Траверсе (Швейцария) была построена битумная шахта де ла Преста, действовавшая до 1986 года.

## 279 лет назад

С 1745 года в г. Мерквиллер-Пешельбронне (Франция) по специальному распоряжению Людовика XV разрабатывались нефтеносные пески. Разработка месторождения Пешельбронн дала начало компании Schlumberger. В 1857 году здесь был построен первый современный нефтеперерабатывающий завод.

## 271 год назад

В 1753 году П. Калм опубликовал книгу «Путешествие в Северную Америку», в которой впервые показал карту нефтяных месторождений Пенсильвании.

## 174 года назад

В 1850 году канадский геолог А. Геснер основал компанию по производству керосиновых ламп на основе изобретенного им процесса получения жидкого топлива из угля, битума и горючих сланцев.

## 165 лет назад

В 1859 году недалеко от г. Титусвилля (штат Пенсильвания) была построена первая современная скважина.

## 93 года назад

В 1931 году в Советском Союзе было создано Всесоюзное объединение по экспорту нефти и нефтепродуктов «Союзнефтеэкспорт», обладавшее монопольным правом на экспорт нефти.

## 65 лет назад

В 1959 году обнаружены большие запасы нефти в бассейне р. Сунгари в северо-восточном Китае. Наиболее крупное – месторождение Дацин в провинции Хэйлунцзян.

## 51 год назад

В 1973 году Китай начал экспортировать нефть в Японию.

## 25 лет назад

В 1999 году в индийском г. Джамнагар запущена первая очередь крупнейшего в мире НПЗ, принадлежащего частной индийской компании «Релайенс индастриз».

## 1 год назад

В 2023 году в Нигерии запущен крупнейший в Африке и шестой по мощности в мире НПЗ Dangote Oil Refinery мощностью переработки 650 тыс. барр. нефти в сутки.

Издательство Neftegaz.RU

### РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Ольга Бахтина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Редактор**  
Анастасия Никитина

**Аналитики**  
Анатолий Чижевский  
Дарья Беляева

**Журналисты**  
Анна Игнатьева  
Елена Алифирова  
Анастасия Гончаренко  
Анастасия Хасанова  
Анна Шевченко  
Полина Паршинова

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова

**Корректор**  
Виктор Блохин

### РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

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

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

**Грицено Александр Иванович**  
д.т.н., профессор, академик РАЕН

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

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

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

**Еремин Николай Александрович**  
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

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

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

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

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

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

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

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

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



Издательство:  
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

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

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

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

**Служба технической поддержки**  
Сергей Прибыткин

**Выставки, конференции, распространение**  
Мария Короткова

**Отдел по работе с клиентами**  
Екатерина Данильчук

**Адрес редакции:**  
123001, г. Москва, Благоевещенский пер., д. 3, с.1  
Тел.: +7 (495) 778-41-01  
www.neftgaz.ru  
e-mail: info@neftgaz.ru  
Подписной индекс Урал Пресс 013265



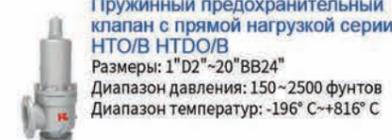
## Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



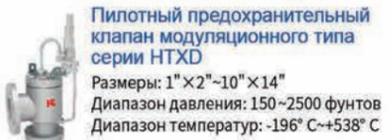
**Переключающий клапан серии HTKH-B**  
Размеры: 1"~18"  
Диапазон давления: 150~1500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C~+538° C



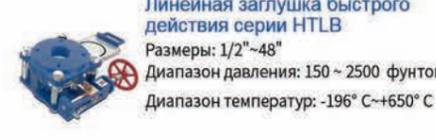
**Клапан сброса давления при гидроударе серии HTSJ (сертифицирован Saudi Aramco)**  
Размеры: 2"~16"  
Диапазон давления: 150~900 фунтов  
Диапазон температур: -40° C~+320° C



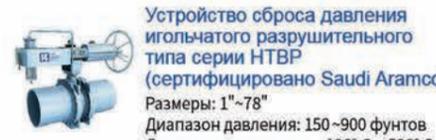
**Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии HTDO/B**  
Размеры: 1" D2"~20" BB24"  
Диапазон давления: 150~2500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C~+816° C



**Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии HTXD**  
Размеры: 1" X2"~10" X14"  
Диапазон давления: 150~2500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C~+538° C



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



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

**BAPTEEC LTD**  
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2  
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

e-mail: chenxy3@calt11.cn  
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555  
Факс: +86-10 87094561  
Почтовый индекс: 100176

На **20** %

снизились доходы России  
от продажи нефтепродуктов  
и нефти

**102,5**

**МЛН Т**  
составила общая мощность  
заводов, подвергшихся атакам

В апреле производство  
бензина в России  
сократилось до минимума

за **11** месяцев

Цены на бензин  
этой весной выросли

в **69**  
регионах РФ

## НЕФТЕПЕРЕРАБОТКУ ОТРЕЗАЛИ ОТ ВНЕШНИХ РЫНКОВ

Анна Павлихина

Обеспечение энергоносителями – важная задача для любого государства. С приближением весеннего периода возрастает сезонный спрос на продукты нефтепереработки, перед этим НПЗ уходят на плановые ремонты. Именно в этот важный период большая часть российских заводов была подвергнута атакам беспилотников.

Одна из первых атак была совершена на Туапсинский НПЗ: в январе завод был остановлен, на ремонт вакуумной установки потребовалось три месяца, лишь в мае мощности завода снова заработали, хотя и не на полную мощность. Следующим объектом нападения стал НПЗ Лукойл-Волгограднефтепереработка, где в начале февраля в результате взрыва разгорелся сильный пожар. В марте от беспилотников пострадали еще пять заводов. На крупнейшем в Центральном федеральном округе нефтеперерабатывающем производстве – Рязанском НПЗ, на который приходится переработка 5 % всей нефти в стране, были повреждены две из четырех установок первичной переработки, обеспечивающих 70 % мощности предприятия. Тогда же совершена атака на единственный в Ростовской области Новошахтинский завод нефтепродуктов, являющийся крупнейшим поставщиком на юге страны, днем ранее – на НПЗ Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез, где была повреждена ректификационная колонна и установка каталитического крекинга, при том настолько сильно, что восстановить оборудование уже не получится. 16 марта дроны атаковали Сызранский НПЗ, где также загорелась установка переработки нефти.



Помимо этого, два крупных нефтеперерабатывающих завода – Киришский и Новокуйбышевский – сократили переработку на 28 и 21 тыс. барр. в сутки соответственно. К сокращению производства в результате атак дронов и плановых ремонтов прибавилось наводнение, в результате которого был остановлен Орский НПЗ. Общая мощность заводов, подвергшихся атакам, составляет 102,5 млн т.

По некоторым оценкам (основанным на данных о производстве нефтепродуктов пострадавшими НПЗ и выведенных из-за атак БПЛА объемах, а также на официально озвученных цифрах общероссийского производства), из строя была выведена почти треть мощностей.

Пик остановок пришелся на первый месяц весны. В результате с середины марта производство бензина начало снижаться: с 838,9 тыс. тонн в начале месяца до 754,6 тыс. тонн в конце. Вследствие чего упали и доходы России от продажи нефтепродуктов: по подсчетам МЭА, сокращение составило 20 %.

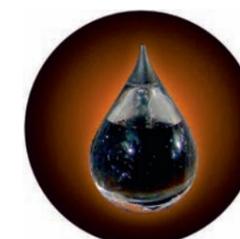
В начале апреля даже озвучивалась идея снизить качество бензина, чтобы увеличить объемы его выпуска. От идеи, к счастью, отказались, производство продолжало снижаться: во второй половине апреля снижение составило 7,6 %, достигнув минимального объема за последние 11 месяцев. Это привело к росту цен на бензин в 69 регионах.

В качестве мер, способных повлиять на обстоятельства, Минэнерго называло дозагрузку установок, использование запасов и запрет на экспорт бензина. Экс-глава ведомства Н. Шульгинов утверждал, что существует потенциал увеличения выпуска топлива на НПЗ, где не было остановлено производство. В конце апреля ситуация немного выправилась, заводы нарастили выпуск нефтепродуктов, а эмбарго на экспорт позволило вывести на внутренний рынок утраченные 7 %.

В качестве дополнительных к названным были приняты меры по изменению логистики для лучшего снабжения регионов топливом. Приоритетность прохождения составов с бензином по РЖД и другие меры были направлены на то, чтобы в районы, где остановлены НПЗ, нефтепродукты поступали регулярно. В результате некоторые нефтебазы оказались заполнены больше обычного, предполагают отраслевые аналитики.

Несмотря на незавершенные ремонты и продолжающиеся атаки беспилотников на перерабатывающие производства (повторное нападение на Рязанский НПЗ, атака на топливную базу в Ростовской области), в начале мая заговорили о проблеме затоваривания НПЗ. В свою очередь, это спровоцировало ожидание скорой отмены ограничений на экспорт и, как следствие, повышение биржевых цен на бензин.

Эти надежды подкрепляют заверения Минэнерго об обеспеченности внутреннего рынка топливом, но для отмены запрета на экспорт бензина необходимо восстановить выпавшие мощности. Значительная часть пострадавшего в результате атак оборудования была импортного производства и заменить комплектующие на российские не всегда возможно и уж точно не быстро. ●



## 70-ПРОЦЕНТНОЕ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Анна Игнатьева

Министерство промышленности и торговли прогнозирует увеличение доли отечественного оборудования в нефтегазовом машиностроении до 70% в 2024 г. Участники координационного совета по топливно-энергетическому комплексу, обсудили направления, работа по которым стартовала в 2023 г.: обеспечение непрерывной деятельности производств нефтегазового и нефтехимического комплекса России, импортозамещение оборудования для ТЭК, развитие производства СПГ, разработка оборудования для бурения и добычи на шельфе. Д. Мантуров отметил, что к концу 2023 г. доля российского оборудования в нефтегазовом секторе достигла 65%, в то время как в 2014 г. она составляла 43%. С 2015 г. правительство РФ выделило около 60 млрд руб. на импортозамещение в этом сегменте.

На сегодняшний день верифицирована тепловая карта технологических дефицитов оборудования, подготовлена концепция развития и совместного использования технологических полигонов для испытания оборудования и апробирования технологий, одной из целей которой является взаимное признание потребителями результатов испытаний. Д. Мантуров также сообщил, что заключено 6 соглашений по развитию ключевых сфер нефтегазовой отрасли с якорными заказчиками.

По итогам заседания подписан ряд документов, регламентирующих работы по реализации направлений «Оборудование для переработки нефти и газа» и «Оборудование для бурения и добычи на шельфе».

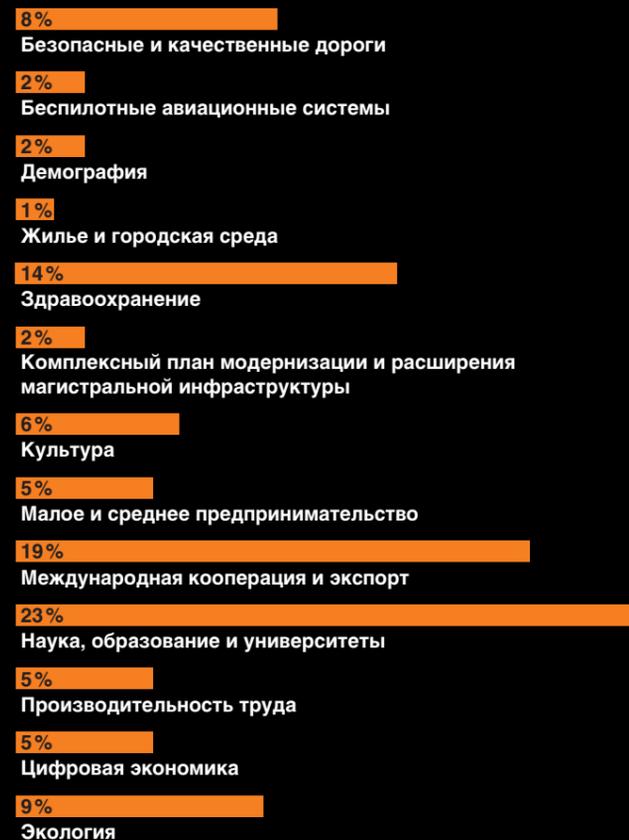
## ДЛЯ ПЕРЕРАБОТЧИКОВ ОТМЕНИЛИ ПОВЫШАЮЩИЙ КОЭФФИЦИЕНТ

Правительство отменило повышающий коэффициент при экспорте отдельных видов нефтехимической продукции и сырья для ее производства в размере 50 тыс. руб. за тонну, прибавляемый к ставке вывозной таможенной пошлины. Теперь он не будет применяться при экспорте газового стабильного бензина и пироконденсата, авиационного бензина, фракций ароматических углеводородов, смазочных масел, нефтяного вазелина, парафинов и восков.

## Рейтинги Neftegaz.RU

К 1 сентября правительство должно подготовить пакет новых нацпроектов, направленных на преодоление технологического отставания России. В предварительный перечень включены как действующие, так и новые проекты

### Какие нацпроекты необходимо реализовать в первую очередь?



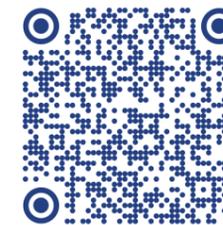
Канцлер ФРГ О. Шольц заявил, что наступает конец эпохи ископаемого топлива. Так ли это?

### Действительно ли время ископаемого топлива на исходе?



РЕКЛАМА

## Новая технологическая линия по ремонту насосных штанг TMC-SRLine™



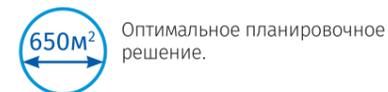
Основные участки технологической линии:



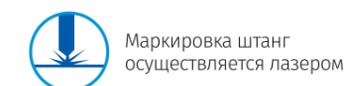
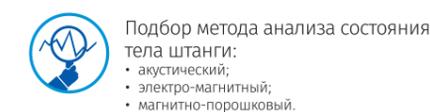
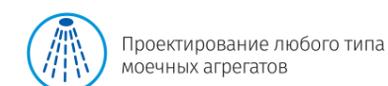
**Выбери умные технологии!**



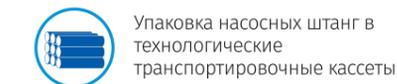
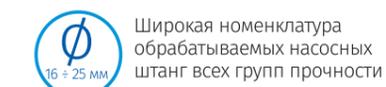
Характеристики линии:



Возможности линии:



Преимущества:



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

Второй венка ВСТО  
Богучанская ТЭС запущена  
Продажа квот  
Цены на газ  
Юзевский поток  
Дошли руки до Арктики  
Северный поток достроили

## КазМунайГаз, СИБУР и Синорес построят производство полиэтилена

Компании КазМунайГаз, СИБУР и Синорес подписали протокол о строительстве газохимического комплекса по производству полиэтилена в Казахстане.

Совместное предприятие – интегрированный газохимический комплекс по производству полиэтилена стоимостью порядка 7,7 млрд долл. будет производить 1,25 млн т полиэтилена в год, что составит 1% от всех мировых мощностей. Строительство завода в Атырауской области намерены завершить до 2029 г. Здесь будут производить около 22 марок полиэтилена по американским лицензионным технологиям Chevron Phillips и Univation, из них 40% составит премиальный класс. Для обеспечения проекта сырьем (этаном) на Тенгизском месторождении будет построен газосепарационный комплекс мощностью 9,1 млрд м<sup>3</sup> переработки сухого газа в год, из которых предполагается выделять 1,6 млн т этана.

Этан будет направляться по магистральному трубопроводу от Тенгиза до площадки Карабатан на завод по производству полиэтилена.

**Узбекистан подписал контракты на строительство солнечных и ветровых электростанций на 12 ГВт. К концу 2024 г. планируют реализовать проекты общей мощностью более 3 ГВт. За последние три года было привлечено более 2 млрд долл. иностранных инвестиций в этот сектор, были запущены 9 крупных солнечных и ветряных электростанций суммарной мощностью 2,6 ГВт**

Колумбийская компания Esopetrol и бразильская Petrobras будут совместно работать над проектом производства экологического водорода. Лидеры двух стран подписали соответствующее постановление о партнерстве. Водородный проект поможет компаниям оказаться в авангарде чистой энергии в Южной Америке

Добавленная стоимость между исходным сырьем и продукцией третьего передела – полиэтиленом – возрастает в 20 раз.

## Росатом и Узатом построят АЭС в Узбекистане

Росатом и Узатом ведут переговоры о контракте на строительство АЭС в Узбекистане. Росатом также готов предложить республике варианты строительства атомных станций малой мощности. Уже выбрана площадка для строительства станции в Джизакской области Узбекистана, рядом с озером Тузкан. Инженерные изыскания завершены, и место признано пригодным для строительства. Также определена оптимальная техническая конфигурация проекта. Вместе с узбекским заказчиком и международными экспертами ведутся работы по техническим вопросам интеграции АЭС в энергосистему, использованию

возобновляемых источников энергии, сокращению потребления воды и максимизации производства электроэнергии с учетом климатических условий площадки.

## В Уфе планируют построить завод по производству присадок

Уфимский завод экспериментальных химических продуктов к 2029 г. планирует запустить завод по производству присадок для производства автомобильных бензинов и смазочных материалов. Предприятие готово инвестировать в создание производственной линии 150 млн руб. собственных средств. Завод будет включать производственные помещения площадью 20 тыс. м<sup>2</sup>, административно-бытовой комплекс, лаборатории и несколько складов. Новое производство позволит заместить импортные присадки для автомобильных бензинов и смазочных материалов ушедших с российского рынка иностранных производителей. До ухода западных компаний почти 90% спроса на присадки в России обеспечивалось импортом. Плановая мощность предприятия превышает 1 тыс. т в год присадок для изготовления моторных масел. К 2026 г. планируют запустить производственную линию, а к 2029 г. – завершить строительство.

## Первая обогатительная фабрика на Огоджинском месторождении

На Сугодинско-Огоджинском месторождении угля в Селемджинском районе приступили к строительству первой обогатительной фабрики на 2 млн т в год. Ее намерены запустить в 2025 г. В планах регионального правительства построить еще 6 фабрик на 5 млн т каждая. Запасы месторождения оцениваются в 2 млрд т. В 2023 г. там добыли 1,4 млн т угля. Для транспортировки угля от месторождения до Байкало-Амурской магистрали прокладывается железнодорожная ветка длиной 140 км. В Амурской области добывается около 4,5 млн т угля, в основном ведется добыча бурого угля, более энергоемкий каменный уголь добывается в Селемджинском районе. На месторождении добывается большое число угольных марок, которые применяются во многих отраслях промышленности. Месторождение включает Сугодинскую угленосную площадь и Огоджинское месторождение каменных углей, оно считается одним из крупнейших дальневосточных залежей угля с запасами в 1,5 млрд т. В будущем ежегодная добыча составит 30 млн т угля, который будет доставляться по БАМу в порты и центральную часть РФ.

**Азербайджан и ОАЭ планируют сотрудничество в области энергетики, в т.ч. «зеленой». Компания Masdar из ОАЭ планирует участвовать в проектах возобновляемой энергетики в Азербайджане общей мощностью 10 ГВт. На 2024 г. запланировано строительство двух солнечных и одной ветряной электростанций в Азербайджане суммарной мощностью 1 ГВт**

Tesla начинает строительство завода в Шанхае для производства Megarack – мощных аккумуляторов для хранения энергии. Они необходимы для стабилизации электросети и предотвращения сбоев в ее работе. Ожидается, что производство продукции начнется в первом квартале 2025 г. Завод станет первым предприятием Tesla за пределами США

## ЕЭК отменила ввозную пошлину на оборудование

Совет Евразийской экономической комиссии принял решение об отмене ввозной пошлины на оборудование для производства малотоннажного сжиженного природного газа. Это решение предполагает освобождение от пошлины оборудования и запчастей для строительства, оборудования и технического обслуживания объектов производства и реализации малотоннажного СПГ. Тарифная льгота будет действовать два года с условием подтверждения назначения ввозимых товаров. Данное решение способствует развитию сети производства малотоннажного СПГ, увеличению темпов газификации регионов, замещению нефтепродуктов природным газом в качестве моторного топлива. В рамках Евразийского экономического союза проводятся мероприятия

по увеличению инвестиционной привлекательности проектов с использованием малотоннажного СПГ на внутреннем рынке, а также развитию рынка газомоторного топлива для сельскохозяйственной, дорожно-строительной техники и транспорта с целью достижения коммерчески эффективного уровня загрузки газозаправочной сети.

## Россия и Белоруссия запускают мультимодальный порт

Россия и Белоруссия готовятся к запуску проекта строительства многофункционального порта в Мурманской области для обработки грузов из Белоруссии. Белоруссия намерена использовать маршруты международного коридора Север – Юг. Ранее Литва и Латвия по причине введенных санкций приостановили транзит белорусских грузов.

Россия и Белоруссия заключили два соглашения о перевалке нефтепродуктов и товаров внешнеторгового оборота, в основном калийных и азотных удобрений, а также продукции металлургической и деревообрабатывающей отраслей. На данный момент примерно 20 российских портов задействованы для обработки экспортных грузов из Белоруссии. ●

12,7 млрд долл.

вложит ExxonMobil в разработку нефтяного месторождения на шельфе Гайаны. К концу 2027 года добыча на месторождении достигнет **250** тыс. барр. в сутки



2 новых энергоблока

стоимостью 200 млрд рублей построят в Иркутской области к 2028 г.

Это увеличит мощность ТЭЦ-11 на **460 МВт**



На 12,2%

увеличились продажи бункерного топлива в порту Сингапура в первом квартале 2024 г.



40 тыс. барр. в сутки

составила добыча нефти на юго-востоке Турции

Общий объем добычи в стране превысил **100 тыс. барр. в сутки**



На 1,2%, до 10,28 млрд м³

Норвегия нарастила добычу природного газа в марте 2024 г.



На 9%

Евросоюз снизил потребление газа в марте 2024 г.



На 2,3%

выросла добыча нефти в Китае в 1-м квартале 2024 г., среднесуточный показатель составил **593 тыс. т**



На 2%

сократилась добыча угля в Кемеровской области в 1-м квартале 2024 г.

Всего за этот период было добыто **52,8 млн т угля**



На 35,7%

Япония нарастила импорт СПГ из РФ в марте 2024 г., при этом общий импорт страной СПГ снизился на **3%**. Поставки российского угля сократились на **5%**



1,5 млн т

угля добыли в Туве в 2023 году, что стало максимумом с 1990 года



На 86,4 млрд рублей

СберСтрахование застраховала в 2023 году солнечные и ветряные электростанции



На 2,5%

Япония сократила выбросы парниковых газов за 2022–2023 годы



16 тыс. тонн

составили потери добычи нефти в Казахстане в результате остановки работы 634 нефтедобывающих скважин



До 9,863 млн барр. в сутки

может вырасти добыча сланцевой нефти в США в мае



На 0,7%

Китай нарастил объемы импорта нефти за 1-й квартал 2024 г., импорт природного газа вырос на **22,8%**



\$7 млрд

выделят США на проекты, связанные с использованием солнечной энергии для обслуживания 900 тыс. домохозяйств в районах с низким и средним уровнями дохода



На 8%, до 3,5 млн т,

сократилось производство бензина в России в марте



В 15 раз

вырастет стоимость аренды федеральных земель для нефтегазовых компаний в США



# ПРОМЫШЛЕННЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ для производства водорода

## Афанасьев Сергей Васильевич

доцент по специальности «Экология»,  
академик РАЕН,  
руководитель управления по разработке инноваций  
и их патентованию,  
АО «ТОАЗ»,  
к.х.н., д.т.н.

## Макрушин Николай Анатольевич

директор научной части,  
ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»,  
доцент, к.х.н.

## Садовников Андрей Александрович

генеральный директор,  
ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»

## Кашинская Анна Вячеславовна

заведующий лабораторией  
физико-химических исследований научной части,  
ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»

## Трошина Вера Александровна

заведующий технологическим отделом  
научной части ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»,  
к.т.н.

## Дульнев Алексей Викторович

технический директор,  
ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»,  
к.т.н.

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН ОБЗОР ПО КАТАЛИЗАТОРАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОЦЕССАХ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА, КОТОРЫЕ ВЫПУСКАЮТСЯ ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР» В ПРОМЫШЛЕННОМ МАСШТАБЕ. ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЗВОЛЯЕТ ПРОВОДИТЬ ОЧИСТКУ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ ЕГО ПОСЛЕДУЮЩЕЙ КОНВЕРСИИ С ВОДЯНЫМ ПАРОМ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА И ЕГО ДАЛЬНЕЙШЕЙ ОЧИСТКИ, А ТАКЖЕ ОСУЩЕСТВЛЯТЬ ОЧИСТКУ ВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ПРИМЕСЕЙ. МНОГОЛЕТНИЙ ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГИХ ИЗ ПРИВЕДЕННЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ПОДТВЕРДИЛ ИХ ВЫСОКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ

THE WORK PROVIDES A REVIEW OF CATALYSTS USED IN HYDROGEN PRODUCTION PROCESSES, WHICH ARE PRODUCED BY NIAP-KATALIZATOR LLC ON AN INDUSTRIAL SCALE. THEIR USE MAKES IT POSSIBLE TO PURIFY NATURAL GAS FOR ITS CONVERSION WITH WATER VAPOR IN ORDER TO OBTAIN HYDROGEN AND ITS FURTHER PURIFICATION, AS WELL AS TO PURIFY HYDROGEN-CONTAINING GASES FROM VARIOUS IMPURITIES. MANY YEARS OF EXPERIENCE IN OPERATING THESE CATALYSTS HAS CONFIRMED THEIR HIGH EFFICIENCY AND RELIABILITY

Ключевые слова: катализаторы, производство водорода, конверсия метана, очистка газов.

События последних лет повысили интерес к производству и использованию водорода, что обусловлено увеличением объемов выпуска химических веществ: аммиака и метанола, полимерных материалов и других продуктов органического синтеза [1]. Вместе с тем большими темпами растет интерес к нему со стороны энергетики, где он рассматривается как перспективный энергоноситель, способный обеспечить получение доступной, стабильной и более экологичной энергии, одновременно выполняя функции как энергоносителя, так и средства накопления избыточной электроэнергии.

Основные усилия исследователей в настоящее время связаны с разработкой и реализацией разнообразных технологий производства водорода. В то же время наиболее затратной считается проблема транспортировки и хранения данного газа по причине его высокой взрывоопасности, летучести и ряда иных свойств.

Как и в других странах, в России принята концепция, определяющая цели, задачи, стратегические инициативы и ключевые меры по развитию водородной энергетики на среднесрочный период до 2024 года, долгосрочный период до 2035 года, а также основные ориентиры на перспективу до 2050 года [2]. В ней водородная энергетика рассматривается как часть энергетической отрасли с высоким экспортным потенциалом. Последнее утверждение весьма актуально, поскольку Российская Федерация обладает уникальным сочетанием факторов, включающих в себя: выгодное географическое положение, огромные запасы природного газа, серьезные научно-технологические разработки в данном направлении.

Известно большое количество методов промышленного производства водорода, среди которых основными являются:

- паровая конверсия природного и других углеводородных газов;
- газификация угля;
- электролиз воды и водяного пара;
- пиролиз углеводородов;
- биотехнологии.

Одной из главных целей внедрения водородной энергетики является снижение выброса парниковых газов. В долгосрочной перспективе,

## ФАКТЫ

Концепция

до 1913

года

рассматривает водородную энергетику как часть энергетической отрасли с высоким экспортным потенциалом

для этого требуется переход на возобновляемые источники энергии. Снизить уровень углеродных выбросов можно за счет водорода, полученного с использованием низкоуглеродных технологий с применением способов улавливания и хранения диоксида углерода, а также электролиза воды, проводимого за счет энергии, получаемой с помощью атомной, гидро-, ветряной или солнечной энергетики. Однако себестоимость «чистого» водорода существенно выше, чем получаемого из природного газа по традиционной технологии.

Несмотря на существенные достижения в области производства водорода за счет возобновляемых ресурсов, основным сырьем при его производстве в настоящее время является природный газ. Данный способ является основным в мире и применяется на нефтеперерабатывающих заводах, в производстве аммиака и метанола, а также в металлургии. С его помощью сегодня производится более 75% водорода. Практически вся остальная часть вырабатывается из каменного угля, а на долю электролиза приходится примерно 0,1% от всего выпуска.

Водород считается «чистым» газом, поскольку при его использовании не образуется «углеродный след», однако в процессе его получения выделяется достаточно большое количество оксидов углерода и других газов, ухудшающих экологическую обстановку региона, в котором находится конкретное производство. Для интенсификации основных технологических процессов, а также снижения воздействия неблагоприятных факторов на окружающую среду



наиболее перспективно использовать каталитические процессы, которые позволяют уменьшить концентрации вредных веществ, образующихся при производстве химической продукции.

К основным технологическим процессам получения водорода путем паровой конверсии метана можно отнести:

- очистку природного газа от соединений серы (сероочистка) [1, 3];
- паровую и паровоздушную конверсии углеводородов [4];
- среднетемпературную и низкотемпературную конверсии монооксида углерода;
- метанирование;
- очистку отходящих технологических газов.

В настоящее время разработаны и выпускаются в промышленном масштабе многочисленные марки катализаторов, в той или иной степени позволяющие решать указанные задачи [4, 5].

## Сероочистка

Снижение концентрации соединений серы в природном газе до требуемого уровня обеспечивается в узле тонкой очистки, который находится в головной части агрегатов. Для этого используются различные методы, которые условно можно разделить на абсорбционные, адсорбционные, хемосорбционные и каталитические.

ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР» ныне является основным в РФ разработчиком и производителем катализаторов сероочистки (поглотителей) природного газа. Поступающий на паровую конверсию природный газ предварительно проходит двухступенчатую каталитическую очистку от соединений серы: сначала – на катализаторе гидрирования сераорганических соединений НИАП-01-01К(Н), а затем при помощи поглотителя сероводорода в виде экструдатов (НИАП-02-03, НИАП-02-05) или таблеток (НИАП-02-02, НИАП-02-04).

Известно, что в целом при одинаковом строении молекул устойчивость относительно гидрирования возрастает в следующем ряду соединений [6]:

### сероорганические < кислородорганические < азоторганические

Серосодержащие соединения гидрируются следующим образом: легче всего – меркаптаны, за ними – сульфиды. Степень активности соединений серы в реакциях гидрогенолиза различна и убывает в следующем ряду [7, 8]:

### меркаптаны > сульфиды > дисульфиды > тиофены > бензотиофены > дибензо-тиофены

Труднее всего протекает гидрирование тиофенов. В одинаковых условиях степень превращения меркаптанов достигает 100%, а для тиофенов – примерно 40–50%. В случае использования каталитических систем предприятия, для тиофенов она достигает 70–90%, что существенно выше средних значений для катализаторов других марок.

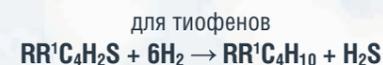
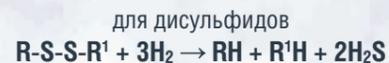
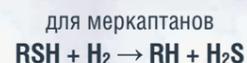
На катализаторе НИАП-01-01К(Н) при гидрировании некоторых сераорганических соединений,

## ФАКТЫ

75 %

водорода производят из природного газа

содержащихся в природном газе и легких нефтяных фракциях, происходят следующие основные процессы:



Разнообразие марок поглотителей, указанных выше, связано с различным температурным диапазоном их применения. Так, цинковые поглотители НИАП-02-02 (таблетки) и НИАП-02-05 (экструдаты) рассчитаны на температурный диапазон 300–390 °С. В процессе их эксплуатации установлено, что данные поглотители могут устойчиво работать и при температурах 450 °С и выше.

Цинкмедные поглотители НИАП-02-03 (экструдаты) и НИАП-02-04 (таблетки) рекомендованы на более низкий рабочий диапазон температур 150–350 °С.

При этом во всех марках поглотителей тонкая очистка газа от соединений серы происходит в слое гранул оксида цинка, который реагирует с сероводородом практически нацело



В аппарате сероочистки при этом наблюдается синхронное движение фронтов серы как в слое, так и в грануле поглотителя [5]. К центру гранулы движется крутой фронт сульфида цинка и пологий фронт газофазной серы в ее порах. Движение паров воды при этом происходит в обратном направлении, как в слое, так и в грануле поглотителя. По мере приближения к центру частицы оксида цинка (а также при увеличении ее размеров) диффузия серы становится медленнее. Часть газофазной серы проскакивает к центру гранулы мимо частицы, внутри которой остается непрореагировавший оксид цинка. По этой причине в процессе приготовления поглотителей серы большое внимание уделяется

размеру кристаллитов. Оптимальным размером частиц можно считать их величину до 17 нм, а допустимым – до 30 нм.

Следует отметить, что цинковые и в большей степени цинкмедные поглотители в процессе их эксплуатации могут проявлять гидрирующие и гидродеструктурирующие свойства по отношению к сераорганическим соединениям. Это происходит в осернившемся (за счет поглощенной серы) лобовом слое поглотителя. Используя данное свойство, был разработан бифункциональный катализатор гидрирования сераорганических соединений и поглощения сероводорода с помощью НИАП-02-11.

При нынешнем качестве природного газа и его полной загрузке в реактор сероочистки длительность эксплуатации составляет не один десяток лет.

Для тонкой очистки бензола и его производных от соединений серы применяется катализатор К-СО, представляющий собой изоморфную смесь карбонатов меди и цинка с добавками соединений марганца, алюминатов кальция и активированного угля.

Цинковые и цинкмедные поглотители могут проявлять гидрирующие и гидродеструктурирующие свойства по отношению к сераорганическим соединениям. Используя данное свойство, был разработан бифункциональный катализатор гидрирования сераорганических соединений и поглощения сероводорода с помощью НИАП-02-11

## Конверсия углеводородов

Предриформинг. С целью сокращения расходов на производство водорода при паровой конверсии углеводородов, ряд производителей осуществляет расширение сырьевой базы путем использования наряду с метаном пропан-бутановой фракции, топливных газов, природного газа, содержащего гомологи метана вплоть до гексановой фракции, а также отдувочных газов различных технологических стадий [9].

Для увеличения глубины переработки такого сырья путем конвертирования тяжелых углеводородов в метан и повышения эффективности процесса, а также предотвращения падения активности и механического разрушения катализатора вследствие сажеобразования, в технологический процесс вводится стадия предриформинга, суть которой связана с метанированием и гидрокрекингом алифатических углеводородов [10].

Предриформинг осуществляется при помощи водяного пара в широком температурном диапазоне, чаще всего это 450...500 °С, и минимальном соотношении пар:углерод = 1,8:1 на никелевых катализаторах. Фактически температурный диапазон процесса и соотношение пар:газ зависят от состава используемого газа. Реализация данной стадии позволяет предотвратить сажеобразование, возможное при пароуглеродной конверсии метана [11], а также смягчить условия работы катализатора парового риформинга.

## ФАКТЫ

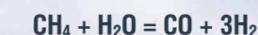
300-390 °С

температурный диапазон, на который рассчитаны цинковые поглотители НИАП-02-02 и НИАП-02-05

Высокую эффективность показал никелевый катализатор НИАП-03-05 с повышенным содержанием никеля, который успешно эксплуатируется на ряде промышленных предприятий [12–14].

## Конверсия метана

Процесс получения водорода конверсией метана является основным промышленным методом синтеза [15]. Он осуществляется в две стадии. Сначала в печи первичного риформинга протекает эндотермический процесс паровой конверсии метана в температурном интервале 750–850 °С и давлении 2,5–4,5 МПа при соотношении пар:газ 2,5:3,7



В агрегатах производства аммиака частично конвертированный газ поступает далее в реактор вторичного риформинга, в котором происходит окончательная конверсия метана с водяным паром и кислородом воздуха.



Физико-химические основы данных процессов изучены достаточно хорошо [5, 15]. Одним из немногочисленных ресурсов повышения активности катализаторов, используемых в этих процессах, является оптимизация их формы и размеров, непосредственно влияющие на каталитическую активность за счет улучшения доступности поверхности, газодинамического сопротивления, характеристик теплопередачи и др.

Предриформинг осуществляется при помощи водяного пара в широком температурном диапазоне и минимальном соотношении пар – углерод на никелевых катализаторах. Это позволяет предотвратить сажеобразование и смягчить условия работы катализатора парового риформинга

Повышение эффективности работы диффузионной области достигается увеличением удельной поверхности гранул катализатора, то есть путем

создания и внедрения более развитых геометрических форм. При этом происходит увеличение удельной поверхности без роста гидравлического сопротивления зернистого слоя.

Процесс паровой конверсии метана осуществляется на катализаторе НИАП-03-01, имеющем сложную форму в виде цилиндрических гранул с выпуклыми торцами и несколькими отверстиями, которая позволяет увеличить геометрическую поверхность слоя катализатора с одновременной компенсацией роста его сопротивления.

Частично конвертированный газ из трубчатой печи первичного риформинга и технологический воздух с дополнительным количеством водяного пара поступают в реактор вторичного риформинга. В нем на катализаторе НИАП-03-01 происходит окончательная конверсия метана с паром и кислородом воздуха.

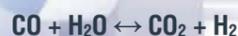
Различные модификации данного катализатора позволяют значительно расширить диапазон его эффективного применения. К ним можно отнести:

- катализатор К-905D1, промотированный лантаном для подавления сажеобразования;
- сферический катализатор НИАП-03-01Ш, сочетающий высокую производительность с низким перепадом давления;
- катализатор НИАП-03-01Б, выпускаемый в виде более крупных гранул (примерно на 15%) по сравнению с НИАП-03-01;
- катализатор НИАП-04-02, используемый как защитный слой катализатора вторичного риформинга;
- низкоактивный катализатор НИАП-НК, предназначенный для паро-углекислотного риформинга природного газа в процессе МИДРЕКС; обеспечивает нагрев газового потока выше критической температуры образования углерода и представляет собой оксид никеля, нанесенный на гранулы термостойкого корунда, выполненные в форме цилиндра;
- высокоактивный катализатор НИАП-ВК, предназначенный для стехиометрического паро-углекислотного риформинга природного газа в процессе МИДРЕКС; представляет собой оксид никеля, нанесенный на термостойкий пористый корундовый носитель, имеющий форму цилиндра с шестью отверстиями.

## Конверсия монооксида углерода

После вторичного риформинга конвертированный газ, содержащий большое количество монооксида углерода (до 12,5%), поступает сначала на стадию среднетемпературной конверсии оксида углерода (СТК или конверсия CO I ступени), а затем – на низкотемпературную конверсию оксида углерода (НТК или конверсия CO II ступени).

В реакторе СТК на поверхности железохромового катализатора при температуре 350–430 °С и соотношении пар: газ (0,65–0,75): 1 протекает окисление монооксида углерода в соответствии со следующей реакцией:



## ФАКТЫ

Не менее

15 %

должна быть объемная концентрация водяного пара в реакционной смеси, чтобы избежать снижения активности катализатора

Для указанного процесса разработан и выпускается железохромовый катализатор НИАП-05-01. Активной фазой является оксид Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>, который в присутствии оксида хрома (III) формирует твердый раствор Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> · Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> с замещением части ионов железа ионами Cr<sup>3+</sup> в кристаллической решетке Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>. При этом, по мнению авторов [16], роль Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> заключается в стабилизации активного компонента.

При низком содержании водяного пара на поверхности катализатора возможно протекание нежелательного процесса Будуара:



Образующийся при этом углерод снижает активность катализатора за счет пассивации его поверхности. Чтобы избежать этого, объемная концентрация водяного пара в реакционной смеси должна быть не менее 15%.

На входе в аппарат температура газовой смеси составляет 320–330 °С. Ее снижение на входе в реактор достигается за счет применения в составе катализаторов промоторов, в частности KMnO<sub>4</sub>. Благодаря экзотермичности процесса температура в реакторе повышается на 8–10 °С на каждый процент конвертированного оксида углерода. После реактора для газовой смеси она не превышает 430 °С, хотя катализатор выдерживает перегревы до 550 °С без потери его активности.

Дальнейшая конверсия монооксида углерода осуществляется при температуре до 240 °С. Для этой стадии хорошо зарекомендовали себя медьцинкалюминиевые катализаторы марок НИАП-06-06 (НТК-АКН), НИАП-06-07 (К-СО) и НИАП-06-08 (НТК-4).

Содержание оксида меди (II) в указанных катализаторах варьирует от 25 до 50% масс. В процессе восстановления оксида меди конвертированным газом после I ступени образуется металлическая медь в достаточно большом количестве, которая является активным компонентом данных катализаторов. Для стабилизации ее высокодисперсного состояния

и предотвращения возможности рекристаллизации в процессе эксплуатации в состав катализатора вводят ряд стабилизирующих добавок, которыми являются оксиды алюминия, магния, цинка и др. Хорошими стабилизирующими свойствами также обладают соединения шпинельного типа [5].

Кроме этого, указанные добавки при правильном их подбore могут оказывать дополнительное положительное влияние на катализатор. Прежде всего, они могут связывать вредные примеси, находящиеся в конвертированном газе, защищая активный компонент катализатора. Такую роль в катализаторах НТК играет оксид цинка, который поглощает соединения серы и хлора. Небольшие добавки оксида хрома, помимо стабилизирующего действия, повышают прочность катализатора.

## Метанирование

После конверсии CO II ступени и ее последующей очистки от диоксида углерода, полученная азотоводородная смесь, содержащая в своем составе небольшие количества CO и CO<sub>2</sub>, поступает на стадию метанирования, где протекают следующие основные процессы:



Данный процесс позволяет проводить тонкую очистку водорода и водородсодержащих газов от оксидов углерода, которые являются каталитическими ядами во многих процессах органического и неорганического синтеза и обеспечивает защиту окружающей среды от большого количества оксидов углерода, выбрасываемых в атмосферу.

По природе активного компонента катализаторы метанирования разделяют на никелевые, железные, и на основе металлов платиновой группы. Наибольшее практическое применение получили первые

Метанирование – наиболее эффективный способ очистки водорода от оксидов углерода, который позволяет снижать их остаточное содержание до 5–10 ppm. Процесс проводится на никелевых катализаторах при входном суммарном содержании оксидов углерода до 3,5% об.

В целом по природе активного компонента катализаторы метанирования можно разделить на три основные группы: никелевые, железные и на основе металлов платиновой группы.

Существенным недостатком железных катализаторов является их подверженность сильному зауглероживанию, что приводит к блокированию пористой структуры. По этой причине такие катализаторы не нашли широкого промышленного применения.

Катализаторы на основе металлов платиновой группы (родий, платина) обладают хорошими каталитическими свойствами, не нуждаются в восстановлении,

## ФАКТЫ

Железные катализаторы

подвержены сильному зауглероживанию, что приводит к блокированию пористой структуры

не пирофорны. Однако их практическое применение сильно ограничено из-за высокой стоимости.

Наибольшее практическое применение получили катализаторы метанирования на основе никеля. Лидирующие позиции среди этих катализаторов по активности и стабильности занимает НИАП-07-01 (НKM-1) с содержанием оксида никеля (II) 35–40% масс. Известны случаи его эффективной работы на протяжении 30 лет без перегрузки. Данный катализатор получают путем смешения основного карбоната никеля с активным оксидом алюминия, обработки продукта смешения аммиачной водой, сушки, прокатки и таблетирования полученной массы. Удельная поверхность металлического никеля в полученном катализаторе имеет максимальное значение при содержании NiO в катализаторе 35–40% масс. [1, 5].

Совершенствование структуры катализатора в направлении максимального диспергирования активного компонента позволяет повысить эффективность его работы, снизить содержание в нем никеля и, следовательно, уменьшить его стоимость. С этой целью был разработан и запущен в производство катализатор НИАП-07-04, в котором содержится лишь 25% масс. NiO.

Другим направлением совершенствования катализаторов этой серии является доработка выпускаемых ранее катализаторов тонкой очистки водородсодержащих газов от оксидов углерода (ТО-2) с целью снижения температуры восстановления процесса. Таким образом был разработан катализатор НИАП-07-05. Особенностью технологии его приготовления является наличие стадии формирования аммонийных хроматов никеля.

Благодаря этому удалось существенно снизить температуры восстановления и работы катализатора с 490 до 135 °С.

Дальнейшие исследования в этом направлении позволили получить катализатор НИАП-07-07, в котором дополнительно используется высокоглиноземистый цемент для увеличения механической прочности.

## Очистка газов

В ряде технологических процессов, в частности при получении азото-водородной смеси, происходит выделение инертных газов, требующих дополнительной очистки от кислорода и углеводородов [17]. Такая очистка осуществляется на катализаторе-хемосорбенте НИАП-15-08, а также на никель-медных катализаторах марок НИАП-15-02, НИАП-15-03, НИАП-15-09.

Для освобождения технологических газов от диоксида углерода и от горючих газов, включая водород, достаточно широко используются алюмо-палладиевый катализатор ПК-ЗШН и его аналоги, катализаторы АПКБ-0,5, АПК-НШГС, АПН-Ш. Их активные компоненты наносятся на носители сферической формы разного диаметра из активного оксида алюминия с высокой удельной поверхностью. Это позволяет обеспечивать оптимальный баланс между производительностью катализатора и перепадом давления в его слое.

Для освобождения технологических газов от диоксида углерода и горючих газов широко используются алюмо-палладиевый катализатор ПК-ЗШН и его аналоги – катализаторы АПКБ-0,5, АПК-НШГС, АПН-Ш

Тонкая очистка водородсодержащих газов от O<sub>2</sub>, CO и CO<sub>2</sub> достаточно широко осуществляется на никель-хромовом катализаторе НИАП-12-05.

Для удаления хлорсодержащих соединений рекомендовано использовать поглотители хлора НИАП-02-10, которые выпускаются под двумя марками. Первая изготовлена на основе комбинации оксидов металлов и характеризуется высокой хлороемкостью. Вторая производится на алюмооксидной основе и отличается повышенной селективностью.

Приведенные инновационные разработки в области промышленного катализа способствуют снижению «углеродного следа» на предприятиях, осуществляющих переработку природного газа.

Получаемый при этом водород рассматривается как энергоноситель, способный в перспективе обеспечить человечество надежной, доступной, стабильной и экологичной энергией. Многие страны занимаются разработкой стратегии развития, которая позволит обеспечить исследования, результаты которых привели бы к реализации основных задач в области водородной энергетики. ●

### Литература

1. Афанасьев С.В. Инновации и «зеленые технологии» в газохимии и нефтедобыче. Монография. – Самара: Изд-во СНЦ РАН. 2022. – 198 с.
2. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации // Распоряжение Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р. – М.: 23 с.

### ФАКТЫ

## Алюмо-палладиевый катализатор

и его аналоги широко используются для освобождения технологических газов от диоксида углерода и от горючих газов, включая водород

3. Афанасьев С.В., Садовников А.А., Гартман В.Л., Дульнев А.В., Обысов А.В. Очистка природного газа от сернистых соединений // *Neftgaz.RU. Деловой журнал*. 2018. № 10. С. 88–95.
4. Афанасьев С.В., Гартман В.Л. Каталитическая конверсия оксида углерода 1-й и 2-й ступени // *Neftgaz.RU. Деловой журнал*. 2021. № 7. С. 29–33.
5. Афанасьев С.В., Садовников А.А., Гартман В.Л., Обысов А.В., Дульнев А.В. Каталитические процессы в газохимии. Монография. Под ред. д.т.н. С.В. Афанасьева. – Самара: Изд-во СНЦ РАН. 2021 – 244 с.
6. Технология переработки нефти и газа. Процессы глубокой переработки нефти и нефтяных фракций в 2-х ч. / Сост.: С.М. Ткачев – Новополюцк: ПГУ, 2006. – 345 с.
7. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2017. № 2 (<http://ogbus.ru>). Дата обращения: 14.02.2024 г.
8. Афанасьева Ю.И., Кривцова Н.И., Иванчина Э.Д., Занин И.К., Татауршиков А.А. Разработка кинетической модели процесса гидроочистки дизельного топлива // *Известия Томского политехнического университета*. 2012. Т. 321. № 3. С. 121–125.
9. Яковенко Р.Е., Ильин В.Б., Савостьянов А.П., Зубков И.Н., Дульнев А.В., Семенов О.А. Конверсия сжиженных углеводородных газов на промышленных никелевых катализаторах // *Катализ в промышленности*. 2019. № 6. С. 455–464.
10. Iyin V.B., Yakovenko R.E., Belashov D.M., Zemlyakov N.D., Savost'yanov A.P. Thermodynamic Study of Associated Petroleum Gas Reforming to Methane // *Petroleum Chemistry*, 2019, Volume 59, Issue 6, pp. 641–649.
11. Мурзин Д.Ю., Власов Е.А., Постнов А.Ю., Омаров Ш.О., Мальцева Н.В. Каталитическая конверсия n-гептана // *Известия СПбГИ(ТУ). Технология неорганических веществ*. 2014. № 26. С. 13–19.
12. Голосман Е.З., Ефремов В.Н., Кашинская А.В. Промышленные катализаторы метанирования для предприятий нефтепереработки, нефтехимии и химической промышленности // *Нефтегазохимия*. 2015. № 2. С. 39–43.
13. Гартман В.Л., Обысов А.В., Дульнев А.В., Афанасьев С.В. Новая базовая форма катализаторов для реакторов конверсии углеводородов // *Катализ в промышленности*. 2012. № 3. С. 57–61.
14. Голосман Е.З., Дульнев А.В., Ефремов В.Н., Круглова М.А., Лукин В.В., Обысов М.А., Поливанов Б.И., Ткаченко И.С., Ткаченко С.Н. Инновационные катализаторы для химической, нефтехимической, металлургической и других отраслей промышленности // *Катализ в промышленности*, 2017. Т. 17 (6). С. 487–509.
15. Вакк Э.В., Шуклин Г.В., Лейтес И.Л. Получение технологического газа для производства аммиака, метанола, водорода и высших углеводородов. – М.: 2011. – 480 с.
16. Семенов В.П., Киселев Г.Ф., Орлов А.А. и др. Производство аммиака. Под ред. В.П. Семенова. – М.: Химия. 1985. – 368 с.
17. Голосман Е.З. Очистка технологических и выбросных газов с использованием промышленных цементосодержащих катализаторов. Ч.1. // *Химическая технология*. 2000. № 12. С. 25–35.

KEYWORDS: catalysts, hydrogen production, methane conversion, gas purification.

# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

## 3–8 июня

12-я международная научно-практическая конференция

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы

г. Сочи

## ИЮНЬ

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

## 4–7 июня

Международная специализированная выставка

Недра России 2024

г. Новокузнецк, ВК «Кузбасская ярмарка»

## 11–13 июня

Международная выставка и конференция по энергетике

Global Energy Show 2024

Канада, Калгари

## 19–21 июня

Международная промышленная выставка и бизнес-форум

Expo Eurasia Kazakhstan 2024

Казахстан, Алматы

## 19–22 июня

Мексиканский нефтяной конгресс и выставка

Congreso Mexicano del Petroleo 2024

Мексика, Тампико

# КАТАЛИЗАТОРЫ ПРОЦЕССОВ ОКИСЛЕНИЯ

## N-гидроксифталиимид и его аналоги



**Курганова Екатерина Анатольевна**  
профессор,  
д.х.н., доцент



**Баёв Егор Игоревич**  
аспирант



**Кабанова Виктория Сергеевна**  
аспирант,  
ассистент  
кафедры



**Фролов Александр Сергеевич**  
доцент,  
к.х.н.



**Кошель Георгий Николаевич**  
профессор,  
д.х.н.



**Смурова Алина Александровна**  
магистрант

Кафедра общей и физической химии,  
ФГБОУ ВО «Ярославский  
государственный технический  
университет»

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ «ОРГАНОКАТАЛИЗА» В ПРОЦЕССАХ ЖИДКОФАЗНОГО АЭРОБНОГО ОКИСЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ДО СООТВЕТСТВУЮЩИХ КИСЛОРОДСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ. ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ ПОДХОД К ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДАННЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ, ЗАКЛЮЧАЮЩИЙСЯ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ N-ГИДРОКСИФТАЛИМИДА И ЕГО ПРОИЗВОДНЫХ В КАЧЕСТВЕ КАТАЛИЗАТОРОВ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ИХ ПРИМЕНЕНИЕ ПРИ ОКИСЛЕНИИ РАЗЛИЧНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОЗВОЛЯЕТ В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ МЕРЕ ПОВЫСИТЬ КОНВЕРСИЮ ИСХОДНОГО СЫРЬЯ, СКОРОСТЬ И СЕЛЕКТИВНОСТЬ ОБРАЗОВАНИЯ ЦЕЛЕВЫХ ПРОДУКТОВ

*THE ARTICLE CONSIDERS THE ISSUES OF THE POTENTIAL POSSIBILITIES OF USING THE PROMISING TECHNOLOGY OF "ORGANOCATALYSIS" IN THE PROCESSES OF LIQUID-PHASE AEROBIC OXIDATION OF HYDROCARBONS TO THE CORRESPONDING OXYGEN-CONTAINING COMPOUNDS. A NEW APPROACH TO INTENSIFYING THESE TRANSFORMATIONS HAS BEEN PROPOSED, WHICH CONSISTS OF USING N-HYDROXYPHthalIMIDE AND ITS DERIVATIVES AS CATALYSTS. IT HAS BEEN ESTABLISHED THAT THEIR USE IN THE OXIDATION OF VARIOUS ORGANIC COMPOUNDS CAN SIGNIFICANTLY INCREASE THE CONVERSION OF FEEDSTOCK, THE RATE AND SELECTIVITY OF THE TARGET PRODUCTS FORMATION*

Ключевые слова: катализ, жидкофазное аэробное окисление, кислородсодержащие соединения, конверсия сырья, углеводороды.

Во второй половине прошлого столетия на гомогенный процесс жидкофазного аэробного окисления возлагались очень большие надежды, как на относительно дешевый способ получения кислородсодержащих веществ из углеводородного сырья. Однако данный способ оказался низкоселективным по многим ценным промежуточным продуктам (гидропероксиды, спирты, альдегиды) и интерес к нему исследователей во всем мире несколько снизился, тем более что практическая реализация процесса сопровождалась рядом трудностей, связанных с разделением продуктов, выделением и регенерацией гомогенных катализаторов. Тем не менее по всему миру ряд крупнотоннажных производств оказались конкурентноспособными, в частности, процессы, связанные с окислением циклогексана, этилбензола, кумола и его производных с получением соответствующих гидропероксидов, которые находят широкое

применение в различных областях химической промышленности. Как правило, эти процессы в настоящее время проводятся в отсутствие катализаторов с инициаторами радикально-цепных схем окисления. К сожалению, в большинстве случаев инициированное окисление характеризуется достаточно низкими скоростью протекания реакции и конверсией исходного сырья.

Несмотря на значительный практический опыт эксплуатации этих производств, а также выполнение огромного количества научно-исследовательских работ, загадки гидропероксидного жидкофазного окисления и поныне разгаданы далеко не полностью и остаются одними из главных и труднорешаемых для специалистов, работающих в этой области.

Большинство исследований, направленных на усовершенствование процессов окисления углеводородов до гидропероксидов, связано

с использованием солей металлов переменной валентности (Co, Mn, Cu, Ni и др.) в качестве катализаторов. Однако данные каталитические системы не нашли практического применения, так как наряду с повышением скорости окисления в их присутствии наблюдается преждевременный нецелевой распад гидропероксида. Кроме этого, в присутствии данных катализаторов приходится поддерживать низкую конверсию исходного углеводорода, поскольку с ростом концентрации гидропероксида в оксидате резко возрастает и скорость его разложения. С позиции устранения подобных недостатков практический и научный интерес представляет разработка технологии так называемого «органокатализа», которая может быть применима для аэробного окисления различного углеводородного сырья.

Более двадцати лет назад наметились принципиально новые тенденции в развитии процессов жидкофазного окисления, связанные с применением в качестве катализатора органических соединений – N-гидроксифталимида (N-ГФИ) и его аналогов. Это соединение, впервые полученное в XIX веке прусским химиком Ласаром Коном, было названо фталилгидроксиламиноом [1]. Только через столетие N-ГФИ впервые будет использован в качестве катализатора процесса взаимодействия эфиров с диэтилазодикарбоксилатами [2], а Я. Ишией, М. Масуи, Р. Шелдоном, Ф. Рекуперо и др. будет продолжено исследование каталитических свойств данного вещества уже в реакциях окисления химических соединений: алкиларенов, алкенов, алкинов, спиртов, эфиров, аминов, амидов, силанов до различных кислородсодержащих продуктов [3–6]. Соединение, помимо этого, может быть использовано для повышения цетанового числа бензина [7], а также проявляет специфические антимикробные свойства в отношении микроорганизмов, резистентных к другим антибиотикам [8]. Производные N-ГФИ являются промежуточными продуктами в получении антикоррозионных

агентов [9], функционально замещенных альдегидов [10]. Функционализация C–H-связей становится значимым процессом в синтезе и модификации сложных органических молекул, являющихся лекарственными веществами, компонентами агрохимикатов и мономерами для синтеза полимеров [11, 12]. Производные N-ГФИ могут применяться и для C–O, C–N функционализации, например, в получении π-аллилпалладиевых комплексов, реакциях радикального каскада и в модификации лекарств и природных веществ [13].

Таким образом, уникальное соединение становится объектом интереса многих исследователей при поиске новых путей проведения селективных химических превращений. N-гидроксифталиимид является высокоэффективным с технологической точки зрения

катализатором-инициатором, способствующим интенсивному, но селективному и стабильному окислению различных органических субстратов; его применение может дать явные экономические и экологические преимущества. Но, несмотря на достаточно широкую применимость этого уникального вещества и интерес к инновационной и гибкой технологии органокатализа, фталиимидные катализаторы не были масштабно внедрены в производство.

Для промышленной реализации технологии органокатализа необходимо проведение всесторонних исследований фталиимидного окисления и накопление фундаментально-теоретической базы. С этой точки зрения определенным интерес представляет поиск решения проблем, связанных с ограниченной растворимостью N-ГФИ в углеводородах. В научно-технической литературе описаны два пути, позволяющие устранить указанный недостаток и осуществлять процесс в гомогенной среде. Первое направление связано с поиском полярного соразтворителя [14] с учетом того, что он должен

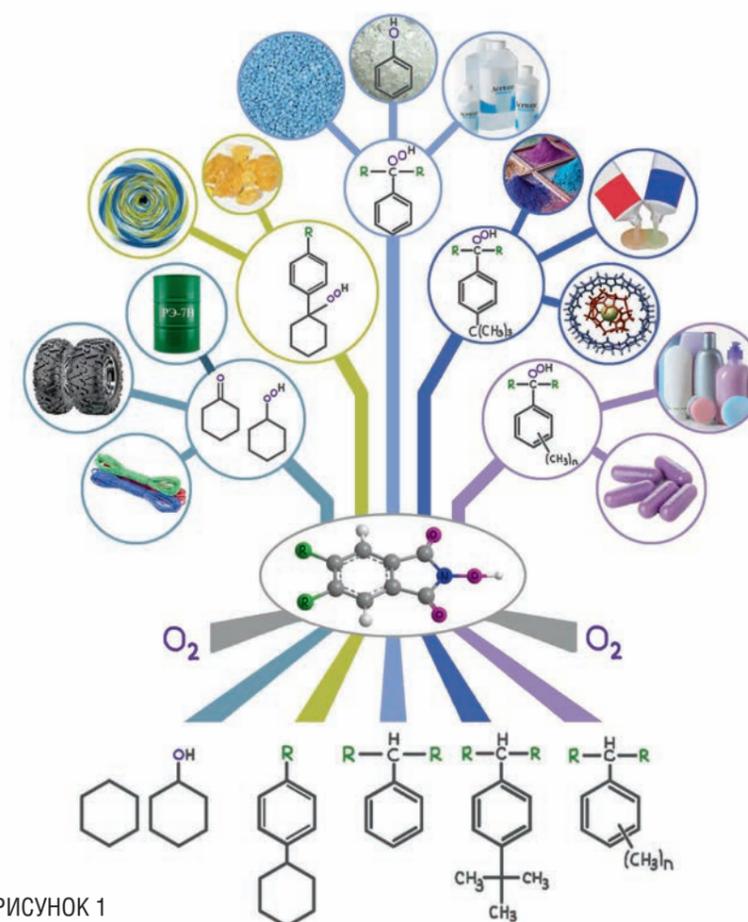


РИСУНОК 1

УДК 544.478

быть инертным в условиях окисления ко всем компонентам реакционной массы, хорошо растворять не только катализатор, но и сам углеводород, а его отделение от реакционной массы и возвращение в рецикл не должно вызывать трудностей. Хотя практика показывает, что окисление отдельных алкилароматических соединений в присутствии *N*-ГФИ можно осуществлять с высокими показателями процесса в гомогенной среде и без введения растворителя [15]. Второе направление базируется на использовании различных производных *N*-ГФИ, обладающих большей растворимостью в алкиларенах, нежели чем сам *N*-ГФИ. В работах [16–19] изучено влияние лиотропных производных *N*-ГФИ в полярном (ацетонитрил), неполярном (*трет*-бутилбензол) растворителях и в отсутствии растворителя. Исследователями было установлено, что при этом удается повысить скорость окисления кумола по сравнению с использованием *N*-ГФИ. Несмотря на положительные результаты следует учитывать тот факт, что такие модифицированные катализаторы сложно синтезировать и они будут обладать высокой стоимостью. Кардинально другим направлением решения проблемы применения фталимидных катализаторов является разработка способа иммобилизации *N*-ГФИ на носителях для проведения процесса окисления в гетерогенной системе. Авторы статьи [20] указывают на то, что для создания гетерогенных фталимидных катализаторов, которые потенциально можно будет использовать в непрерывных поточных процессах, необходимо исследовать пути повышения и поддержания активности катализатора, стабильности опор, числа циклов его работы без дополнительной регенерации [20].

В настоящей работе представлены результаты наших исследований, направленных на изучение аэробного жидкофазного окисления циклогексана, циклогексанола и *втор*-бутилбензола с использованием *N*-гидроксифталимида и его аналогов.

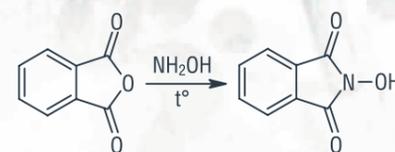
### Окисление циклогексана до циклогексанола и циклогексанона

Получение циклогексанона (ЦГ-он) и циклогексанола (ЦГ-ол) – кетон-спиртового масла (КСМ) – является распространенным процессом в мировой химической промышленности. Основная часть потребления этих соединений приходится на производство адипиновой кислоты – полупродукта в синтезе капролактама, нейлона-6 и нейлона-6.6. Полиамидные (ПА) волокна и нити применяются в производстве текстиля, ковровых покрытий, промышленных нитей, используемых в свою очередь для изготовления шинного корда. Кордная нить – крупнейший и наиболее быстрорастущий сегмент рынка ПА6. Смола ПА6 также является основной для получения конструкционных пластиков, используемых для производства компонентов электронной и электрической техники, автомобильных деталей. В упаковочной отрасли находит применение ориентированная полиамидная пленка, изготовленная на основе ПА6. Также ЦГ-ол и ЦГ-он – растворители и стабилизаторы различной химической продукции [21, 22]. Промышленный синтез КСМ является двухстадийным: исходный циклогексан (ЦГ) окисляют до гидропероксида, затем последний в присутствии гомогенного кобальтового

катализатора превращается в ЦГ-он и ЦГ-ол. Такой подход имеет следующие экономические и экологические недостатки: низкую конверсию 3–7%, ввиду чего увеличиваются энергозатраты на отгонку непрореагировавшего сырья, невысокую селективность порядка 60–70%, а также необходимость регенерации катализатора, вследствие чего образуются большие количества щелочных отходов. Таким образом, данная тема является полем активных исследований многих лабораторий, которыми были опробованы различные условия окисления циклогексана: использование гетерогенных катализаторов, содержащих благородные или переходные металлы, активированного угля; проведение реакции в присутствии растворителя или/и дорогостоящего окислителя. Все они не продемонстрировали значительного повышения эффективности и/или были достаточно дорогими [23]. В наших исследованиях [24] был предложен альтернативный метод окисления циклогексана, отличающийся использованием органокатализа. Помимо этого, образующийся в ходе реакции ЦГ-ол в условиях проведения процесса окисляется в ЦГ-он, что обуславливает снижение количества побочных продуктов – адипиновой кислоты и ее эфиров. Предлагаемый способ осуществим без растворителя, а катализатор – *N*-ГФИ – является легкоотделяемым от реакционной массы и не требует регенерации [24]. Данный катализатор может быть легко получен на основе доступного сырья (схема 1) и обладает высокой эффективностью в процессах окисления различных углеводородов [25–27].

Изучение жидкофазного окисления циклогексана в присутствии ацетата, стеарата и нафтената кобальта (II)

СХЕМА 1



показало, что процесс протекает с невысокими конверсией 3–4% и селективностью 66–72%. Тогда как окисление, катализируемое *N*-ГФИ, проходит с большей (примерно в два раза) конверсией и селективностью около 90% (таблица 1).

Наибольшее влияние на параметры окисления углеводорода оказывает температура: при ее повышении с 140 до 150 °С конверсия циклогексана возрастает с 6 до 10%.

Использование *N*-ГФИ в сочетании с солями металлов переменной валентности является еще одним методом повышения эффективности окисления циклогексана [15, 16]. При использовании *N*-ГФИ с ацетатом кобальта при температуре 145 °С, давлении 2 МПа, за 1 час окисления достигается дополнительное увеличение конверсии циклогексана на 18–20% и повышение селективности образования циклогексанола и циклогексанона с 88–90% до 94–97% (таблица 2). Это связано с синергетическим взаимодействием между двумя компонентами каталитической системы, вызываемым, по-видимому, образованием промежуточных комплексов с соединениями реакционной смеси. [17]. Установлено, что при повышении давления с 1,5 до 2,0 МПа при температуре 135 °С, времени реакции 60 мин и содержании в реакционной смеси 1,5% масс. *N*-ГФИ и 0,15% масс. ацетата кобальта (II) конверсия ЦГ увеличивалась с 6 до 9%.

Установлено, что соотношение циклогексанона и циклогексанола в продуктах окисления составляет приблизительно 1,3–1,5:1. Наибольшие содержания спирта и кетона – 5,2% и 7,2%, соответственно – достигаются в течение 1 ч окисления ЦГ при температуре 145 °С, давлении 1,5 МПа и массовом соотношении *N*-ГФИ : ацетат кобальта (II) 10:1. При указанных условиях селективность образования целевых продуктов составляет примерно 94%. В таблице 3 представлен материальный баланс данного процесса.

ТАБЛИЦА 2. Жидкофазное окисление циклогексана, катализируемое *N*-ГФИ (1,5% масс.) с добавкой 0,15% масс. ацетата кобальта (II). Температура 145 °С; давление 1,5 МПа

Время, мин	Содержание в продуктах окисления, % масс.			Конверсия ЦГ, %	Селективность образования ЦГ-ола и ЦГ-она, %
	ЦГ-ола	ЦГ-она	побочных продуктов		
15	1,4	1,5	0,1	3	97
30	1,9	2,1	0,2	4	95
45	3,3	3,5	0,4	7	94
60	5,2	7,2	0,8	13	94
60*	4,3	5,7	0,6	11	94
90	5,0	6,8	1,0	13	92
120	4,8	6,8	1,1	13	91

\* – эксперимент проводился при давлении 2 МПа

ТАБЛИЦА 3. Материальный баланс окисления циклогексана. Содержание *N*-ГФИ 1,5% масс.; содержание ацетата кобальта (II) 0,15% масс.; температура 135 °С; давление 2 МПа; время реакции 60 мин

Компонент	Загружено		Получено	
	г	% масс.	г	% масс.
ЦГ	38,9	95,8	33,7	82,9
ЦГ-ол	–	–	2,1	5,2
ЦГ-он	–	–	2,9	7,2
Кислород	1,0	2,5	–	–
Ацетат кобальта	0,1	0,2	0,1	0,2
<i>N</i> -ГФИ	0,6	1,5	0,6	1,5
Адипиновая кислота	–	–	0,2	0,6
Другие побочные продукты	–	–	0,1	0,2
Потери	–	–	0,9	2,2
Сумма	40,6	100,0	40,6	100,0

Преимущество использования *N*-ГФИ в процессе окисления циклогексана заключается в том, что катализатор принимает участие в ряде последовательных реакций превращения циклогексанола в циклогексанон. Это, в свою очередь, уменьшает возможность последующего превращения циклогексанола в адипиновую кислоту и ее эфиры. Вследствие такой особенности процесса соотношение ЦГ-он:ЦГ-ол увеличивается с 1:1–2 до 1,5:1.

Механизм окисления циклогексана с использованием комплексного катализатора (*N*-ГФИ и ацетата кобальта II) может быть описан на основе известных концепций о механизмах каталитического окисления циклогексана с солями металлов переменной валентности [21] и углеводородов с фталимидными соединениями [3] (схема 2). Вероятно, процесс иницирования начинается

с образования радикального комплекса  $Co(III)OO^{\bullet}$ , который взаимодействует с *N*-ГФИ, образуя *N*-оксифталимидный радикал (*N*-ОФИР\*).

Превращение циклогексана в продукты окисления протекает по радикально-цепному механизму, включающему повторяющиеся циклы элементарных стадий. Особенностью этих стадий является то, что участвующие в реакциях свободные радикалы, включая *N*-ОФИР\*, регенерируются в пределах каждого цикла [24, 28]. Высокая селективность (90–93%) образования циклогексанола и циклогексанона, конверсия циклогексана (10–13%), умеренная температура, доступный катализатор, позволяют говорить, что данный метод окисления циклогексана может представлять интерес для дальнейшего практического использования.

ТАБЛИЦА 1. Жидкофазное окисление циклогексана, катализируемое *N*-ГФИ. Давление 2,0 МПа; продолжительность реакции 60 мин

Температура, °С	Содержание <i>N</i> -ГФИ, % масс.	Содержание в продуктах окисления, % масс.			Конверсия ЦГ, %	Селективность образования ЦГ-ола и ЦГ-она, %
		ЦГ-ола	ЦГ-она	побочных продуктов		
140	1,50	2,9	2,7	0,5	6	92
145	1,50	3,2	4,5	0,8	9	91
150	0,25	3,6	4,2	0,9	9	90
150	0,50	3,6	4,7	1,1	9	88
150	1,00	3,6	5,2	1,1	10	89
150	1,50	3,2	5,7	1,0	10	90

СХЕМА 2

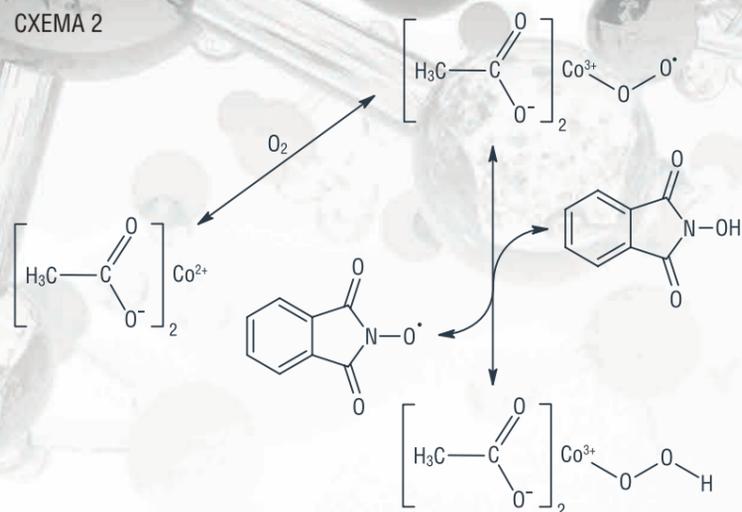
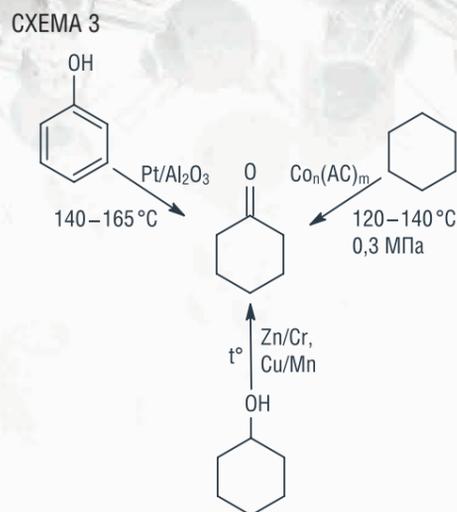


СХЕМА 3



### Окисление циклогексанола до циклогексанона

Циклогексанон относится к крупнотоннажным продуктам органического синтеза. Он широко используется лакокрасочными предприятиями как компонент для изготовления растворителей РЭ-7В, РЭ-11В. Также значительная его часть применяется в качестве сырья для производства пероксида циклогексанона, который входит в состав отвердителя ненасыщенных полиэфирных смол, и различных лакокрасочных материалов в производстве стеклопластиков, полимербетонов, пуговиц, лакокрасочных покрытий и т.д. [29–31]. Кроме этого, данный кетон используется в фармацевтической и химической промышленности для изготовления медикаментов и инсектицидов.

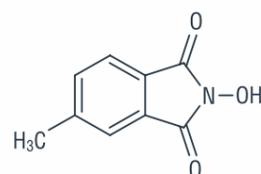
Мировое производство циклогексанона составляет более 250 тысяч тонн в год, при ежегодном увеличении мощностей его производства. Быстрый рост потребления циклогексанона обуславливает актуальность создания новых высокоэффективных технологий его получения.

В промышленных масштабах циклогексанон в основном получают каталитическим дегидрированием циклогексанола (схема 3) при температуре 400–450 °С. Несмотря на достаточную селективность (80%), этот процесс сопровождается образованием большого количества продуктов в виде смол и полимеров, что приводит к быстрой дезактивации катализатора. Другие известные способы получения

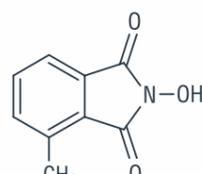
ТАБЛИЦА 4. Окисление циклогексанола до циклогексанона в присутствии 6,7% мол. *N*-ГФИ и его производных

Катализатор	Температура, °С	Время реакции, ч	Содержание циклогексанона в продуктах окисления, %	Селективность, %
<i>N</i> -ГФИ	100	1,0	32	97
<i>N</i> -ГФИ			23*	98
<i>N</i> -ГФИ			17	98
<i>N</i> -ГФИ			16	97
<i>N</i> -ГФИ	100	0,5	24	98
<i>N</i> -ГФИ			35	97
4-фенил- <i>N</i> -ГФИ		1,0	15	99
4-метил- <i>N</i> -ГФИ			21	97
3-метил- <i>N</i> -ГФИ	20		98	
4-бром- <i>N</i> -ГФИ			17	98

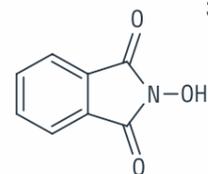
\* – окисление в металлическом реакторе под давлением



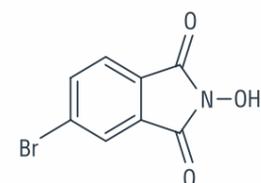
4-метил-*N*-гидроксифталиимид



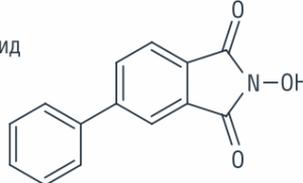
3-метил-*N*-гидроксифталиимид



*N*-гидроксифталиимид



4-бром-*N*-гидроксифталиимид

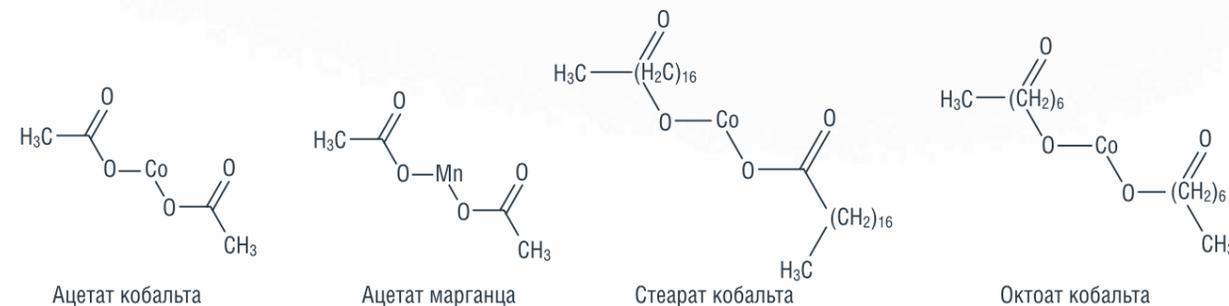


4-фенил-*N*-гидроксифталиимид

ТАБЛИЦА 5. Окисление циклогексанола в присутствии *N*-ГФИ и его производных с солями металлов переменной валентности. Температура 100 °С; время реакции 60 мин

Фталиимидные катализаторы	Концентрация, % мол.	Соли металлов переменной валентности	Концентрация, % мол.	Мольное соотношение катализаторов	Содержание циклогексанона в продуктах окисления, %	Селективность, %
<i>N</i> -ГФИ	3,5	Co(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>	0,65	5:1	32	97
<i>N</i> -ГФИ	4,5	Co(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>		7:1	34	97
<i>N</i> -ГФИ	6,7	Co(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>		10:1	52	95
<i>N</i> -ГФИ	3,5	Co(CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>16</sub> COO) <sub>2</sub>		5:1	28	97
<i>N</i> -ГФИ	4,5	Co(CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>16</sub> COO) <sub>2</sub>		7:1	31	96
<i>N</i> -ГФИ	6,7	Co(CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>16</sub> COO) <sub>2</sub>		10:1	44	95
<i>N</i> -ГФИ		Co(CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>6</sub> COO) <sub>2</sub>		10:1	30	96
<i>N</i> -ГФИ		Mn(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>		10:1	18	97
<i>N</i> -ГФИ		Co(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>		10:1	36*	98
<i>N</i> -ГФИ		Co(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>		10:1	34**	96
4-метил- <i>N</i> -ГФИ				Co(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>	10:1	38
4-метил- <i>N</i> -ГФИ	3,5	Co(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>		5:1	27	97

\* – время реакции 0,5 ч; \*\* – время реакции 1,5 ч



данного соединения (окисление циклогексана (совместно получают и циклогексанол) или гидрирование фенола) также обладают рядом существенных недостатков [32].

Альтернативой указанным выше способам может стать жидкофазное окисление циклогексанола. Существенным преимуществом этого метода получения циклогексанона является значительное снижение температуры (до 80–100 °С) и повышение селективности образования циклогексанона (более 95%). В то же время сравнительно низкая конверсия циклогексанола сдерживает дальнейшую реализацию этого метода получения циклогексана. Повысить эффективность окисления циклогексанола в циклогексанон удалось за счет использования фталиимидных катализаторов.

Изучение данного процесса проводили без применения растворителей, при температурах 90–120 °С и времени реакции 0,5–1,5 ч с использованием *N*-ГФИ в качестве катализатора [33].

Исследования показали, что существенное влияние на окисление ЦГ-ола оказывает количество катализатора, при повышении концентрации которого с 3,5 до 6,7% мол. (время реакции – 1 ч, температура – 100 °С) содержание продукта реакции увеличивается с 9 до 32% при достаточной высокой селективности 97–99%. Также было изучено влияние температуры, продолжительности реакции и типа реактора, результаты представлены в таблице 4. Было установлено, что фталиимидный катализатор легко возвращать в рецикл, при этом его активность остается прежней.

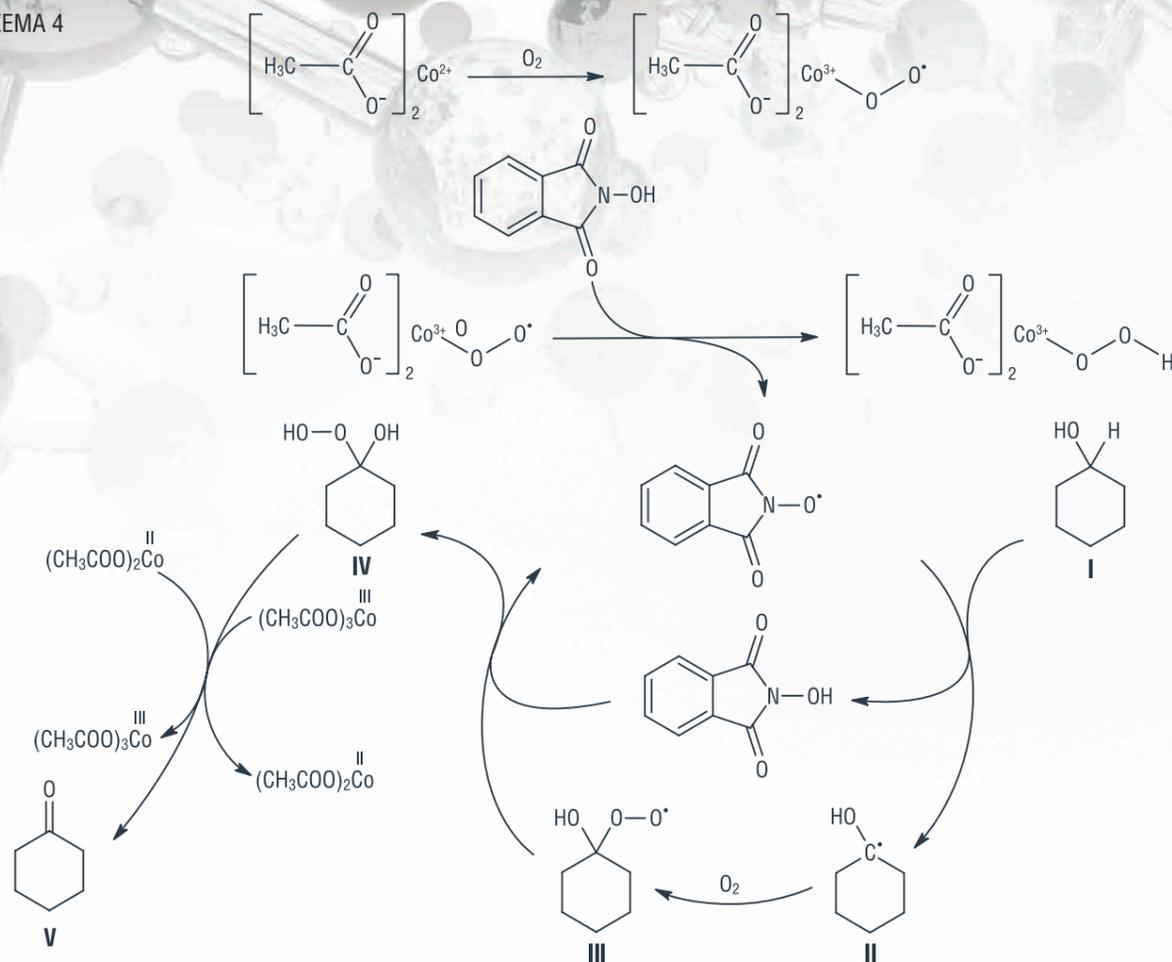
Наибольшее содержание циклогексанона в продуктах реакции окисления – порядка 30–32% – достигается при температуре 100 °С в течение 1 часа реакции. Изменение температуры выше или ниже 100 °С не приводит к желательным результатам. При проведении окисления циклогексанола в атмосфере воздуха в металлическом реакторе, используя установку типа «VOCYГ», содержание циклогексанона

в продуктах окисления составило 23%, а селективность его образования достигла 98% при давлении 5 атмосфер при температуре 100 °С.

Известно, что улучшение процесса окисления углеводородов может быть достигнуто с использованием фталиимидных катализаторов, содержащих электроакцепторные или электронодонорные заместители [34]. Этот путь не оказался эффективным при окислении циклогексанола (см. таблицу 4).

Другим методом для повышения эффективности окисления является использование каталитической системы *N*-ГФИ – соли металлов переменной валентности, о чем упоминалось ранее в настоящей работе. Исследование влияния состава каталитической системы на окисление циклогексанола показало, что совместное использование *N*-ГФИ с ацетатом или стеаратом двухвалентного кобальта позволяет достичь 45–50% конверсии циклогексанола, при сохранении высокой селективности (таблица 5).

СХЕМА 4



Полученные данные позволяют сделать вывод о том, что увеличение количества *N*-ГФИ оказывает наиболее существенное влияние на эффективность процесса. Приемлемым временем реакции является 1 час ввиду того, что при окислении в течение большего времени циклогексанон окисляется далее до адипиновой кислоты и др. соединений, а в обратном случае – при окислении в течение получаса – целевое вещество не успевает накопиться в реакционной массе в достаточном количестве. В качестве сокатализатора более предпочтительным является использование ацетата кобальта (II).

Механизм окисления циклогексанола заключается в том, что *N*-оксифталиimidный радикал, образующийся при иницировании солью, отрывает атом водорода от циклогексанола (I) с образованием α-гидроксикарборадикала (II), который, реагируя с кислородом, превращается в α-гидрокси-α-пероксирадикал (III). Последний трансформируется

в циклогексанон (V) через образование промежуточного α-гидрокси-α-гидропероксида (IV) (схема 4) [3, 33].

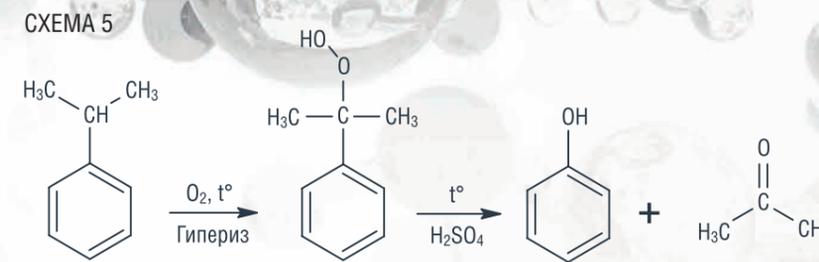
### Гидропероксидный подход к получению кислородсодержащих соединений

Развитие технологии крупнотоннажных нефтехимических производств – одна из важнейших задач современной технологии органических веществ, и развитие совмещенных синтезов как ее часть позволяет в комплексе решать не только проблему самого синтеза, но и его экономическую и экологическую составляющие, которые играют решающую роль в конкурентоспособности продукта в современном быстроразвивающемся мире. К таким технологиям можно отнести синтез различных веществ на основе гидропероксидного окисления алкилароматических углеводородов.

Гидропероксидный подход к получению кислородсодержащих соединений существует уже около 80 лет. За свою почти вековую историю этот метод был достаточно хорошо изучен, реализован в промышленности и до сих пор применяется для синтеза фенолов, кетонов и других ценных кислородсодержащих соединений [35]. Остаются актуальными новые исследования с целью интенсификации процесса получения востребованных в ближайшем будущем соединений и модернизации существующих производств ввиду изменения конъюнктуры рынка продуктов основного органического и нефтехимического синтеза.

Кумольная технология (или процесс Хока) широко распространена в мировой химической промышленности для получения фенола и ацетона. На производстве изопропилбензол (ИПБ, кумол) окисляют до гидропероксида в присутствии инициатора гипериза (гидропероксида кумола) при температурах 100–120 °С.

СХЕМА 5



Гидропероксид кумола прекращает свое существование в установках с отводом тепла испаряющимся ацетоном или установках проточно-циркуляционного типа с образованием смеси исходного углеводорода, фенола и ацетона, которые далее разделяют, получая нужные продукты (схема 5).

Вследствие экономических факторов, развития и изменений рынка химической продукции, ацетон становится менее востребованным веществом, следовательно, и технология становится менее рентабельной. Поэтому были предприняты попытки усовершенствовать гидропероксидный способ получения фенола. Компанией «Illa International» проводились исследования окисления втор-бутилбензола (ВББ), но окисление смеси последнего с кумолом не оказалось достаточно эффективным, хотя и позволило получать фенол, ацетон и метилэтилкетон [36]. Окисление же индивидуального втор-бутилбензола (схема 6) имеет перспективы реализации в промышленности ввиду доступности бутенов, востребованности метилэтилкетона во многих отраслях промышленности. *N*-ГФИ при окислении ИПБ показал отличительные каталитические свойства – содержание ГП ИПБ достигает 34% масс. при температуре 120 °С за 2 ч реакции, что значительно выше показателей

существующей кумольной технологии. Это обуславливает возможность применения катализатора в исследованиях аэробного окисления других алкилароматических соединений. Нами было изучено окисление втор-бутилбензола в присутствии *N*-ГФИ (рисунок 2 а,б). Содержание ГП ВББ в продуктах реакции достигает 35% при температуре 140 °С за 1 ч окисления в присутствии 2% масс. *N*-ГФИ. Увеличение загрузки катализатора до 4% масс. позволяет получать до 27% ГП ВББ при температуре 130 °С и времени реакции 1 ч. Установлено, что селективность процесса падает с 97–98 до 92–94% при повышении температуры реакции до 140 °С и выше, а также менее значительно уменьшается при увеличении времени реакции и концентрации катализатора.

Кроме этого было изучено влияние структуры фталиimidных катализаторов на основные

показатели процесса окисления ВББ до соответствующего гидропероксида. Результаты исследований представлены в таблице 6.

Наряду с изучением окисления втор-бутилбензола было проведено комплексное исследование аэробного жидкофазного окисления алкиларенов – кумола, циклогексилбензола и их алкильных производных – до гидропероксидов в присутствии фталиimidных соединений, доказана их высокая каталитическая активность и в этих процессах.

Найдены условия, позволяющие получать гидропероксиды алкилароматических углеводородов с высокими выходом и селективностью. Полученные результаты открывают путь для будущих исследований, направленных на усовершенствование действующих производств крупнотоннажных продуктов органического синтеза [37, 38].

СХЕМА 6

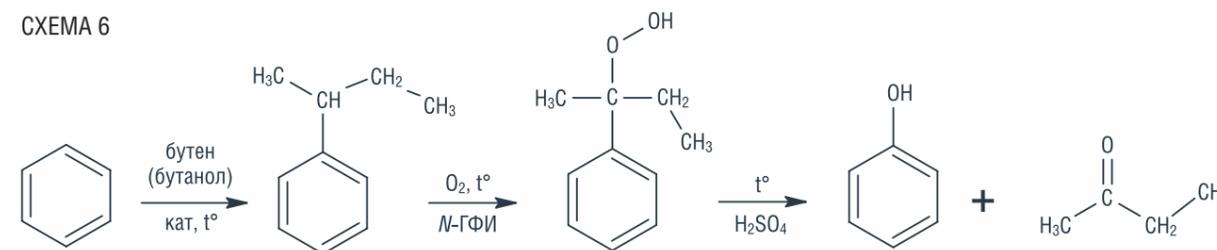


РИСУНОК 2. Влияние температуры и концентрации катализатора на процесс аэробного окисления втор-бутилбензола: а – при различных температурах, °С: 1 – 120, 2 – 130, 3 – 140, 4 – 150 и содержании катализатора 2% масс.; б – при различном содержании катализатора, % масс.: 1 – 1,0; 2 – 2,0; 3 – 3,0 и температуре 130 °С

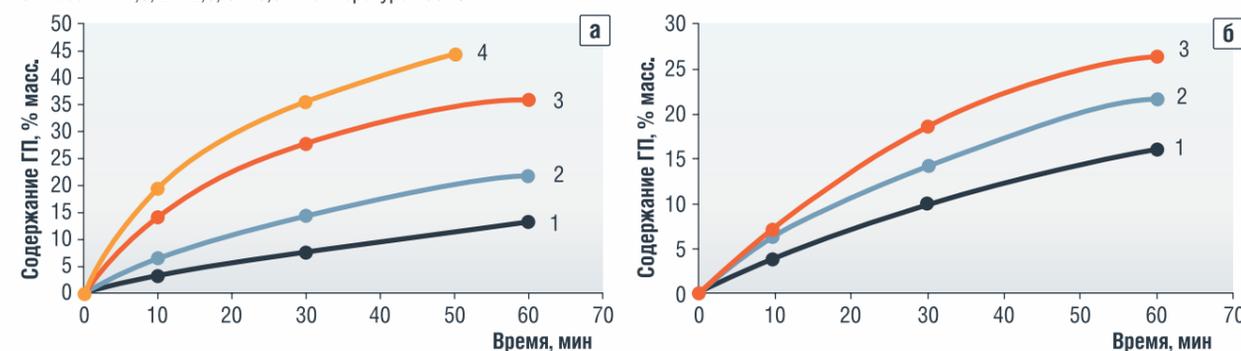


ТАБЛИЦА 6. Зависимость содержания ГП ВББ от типа катализатора/инициатора. Температура 140 °С; продолжительность реакции 30 мин; концентрация катализатора/инициатора 2 % масс. от загрузки углеводорода

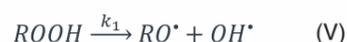
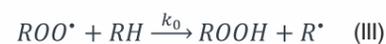
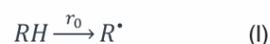
Наименование катализатора / инициатора	Структурная формула катализатора / инициатора	Содержание ГП ВББ, % масс.
Без использования катализатора	–	1,0
АИБН		1,8
N-гидроксифталимид		27,3
4-метил-N-гидроксифталимид		31,1

### Механизм окисления алкилароматических углеводородов до гидропероксидов в присутствии N-гидроксифталимида

С научной точки зрения, а также для проектирования химико-технологического процесса жидкофазного аэробного окисления алкилароматических углеводородов в присутствии фталимидных катализаторов, его аппаратного оформления и расчета реакционного узла немаловажное значение имеет изучение механизма.

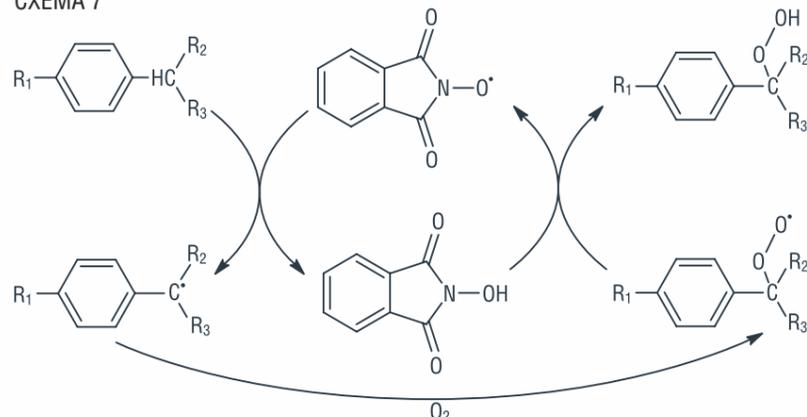
Известно, что жидкофазное окисление алкиларенов протекает по радикально-цепному механизму зарождения, роста и обрыва цепи [39, 40].

Схему окислительных превращений углеводородов можно представить в виде следующих элементарных актов реакций (I–VII):



При введении в систему N-гидроксифталимида его роль заключается в следующем: иницирование и ускорение процесса окисления, повышение селективности образования ГП. При этом он не участвует в процессах, приводящих к дестабилизации гидропероксида, что позволяет накапливать высокие концентрации последнего при окислении. Если же рассматривать катализ с использованием солей металлов переменной валентности процесс аэробного окисления углеводородов протекает с образованием в качестве промежуточного продукта соответствующего гидропероксида. Металлы переменной валентности и их производные с одной стороны ускоряют процесс окисления, а с другой приводят к нецелевому разложению гидропероксида с образованием спиртов, кетонов, воды и кислорода.

СХЕМА 7



Подробнее остановимся на механизме аэробного окисления углеводородов в присутствии фталимидных соединений. Известно, что реакция зарождения цепи, связанная с возникновением в реакционной среде пероксидных радикалов, как правило, протекает с индукционным периодом, для сокращения которого вводят различного рода инициаторы. Исследования показывают, что окисление алкиларенов кислородом иницируется N-гидроксифталимидом, но он не является «классическим» инициатором. Первоначально, со скоростью прямо пропорциональной концентрации N-ГФИ, устанавливается стационарная концентрация N-оксифталимидных радикалов. Скорость иницирования всего процесса определяется реакцией N-ОФИР\* с углеводородом с образованием алкильных радикалов (R\*) и далее – пероксильных радикалов (ROO\*). Путь иницирования процесса через радикальный распад гидропероксида ограничивается взаимодействием образующихся радикалов RO\* и HO\* с катализатором и образованием N-оксифталимидного радикала.

Необходимо отметить, что N-оксифталимидные радикалы распадаются гораздо медленнее, чем пероксильные радикалы, что делает их более эффективными переносчиками цепи. Введение в реакционный раствор N-гидроксиимидов уменьшает стационарные концентрации радикалов ROO\* и RO\*, тем самым уменьшая возможность их участия в образовании продуктов распада гидропероксида. Таким образом, можно сделать вывод о том, что данные соединения катализируют

реакцию продолжения цепи при снижении скорости квадратичного обрыва.

Процесс свободно-радикального окисления углеводородов в присутствии N-гидроксифталимида можно представить следующим образом (схема 7).

Высокое значение константы скорости взаимодействия N-оксифталимидного радикала с RH позволяет предположить наличие туннельного переноса атома водорода от углеводорода на радикал катализатора [41].

Описанные выше особенности придают N-гидроксифталимиду и родственным соединениям уникальные каталитические свойства в радикальных процессах.

### Заключение

Применение фталимидных органических соединений в качестве катализаторов является объектом интереса многих исследователей при поиске новых путей осуществления селективных химических процессов. В настоящее время все с большей уверенностью можно говорить, что достаточная научно-теоретическая база для практического освоения и скорейшего внедрения технологии органокатализа сформирована и обладает социально-экономическим потенциалом, способным определить конкурентоспособность страны. Технология, затрагивающая многочисленные сектора химической промышленности и нефтепереработки, обладает ключевым значением для различных сфер жизнедеятельности нашего общества.

Комплекс проведенных нами исследований подтвердил высокую эффективность использования N-гидроксифталимида и его производных при жидкофазном аэробном окислении циклогексана, циклогексанола и широкого ряда алкилароматических углеводородов до соответствующих кислородсодержащих органических соединений, являющихся ценными продуктами основного органического синтеза. Установлено, что данные каталитические системы повышают конверсию исходного сырья, скорость и селективность образования целевых продуктов и при всем этом не участвуют в разложении гидропероксида, т.е. укрепление оксидатов в их

присутствии будет являться технологически приемлемым. Обеспечение высокой конверсии углеводорода за один подход может значительно сократить энергоемкость соответствующих производств, так как именно на выделение и рецикл непревращенного сырья приходится основная часть энергозатрат.

Все изложенное выше подтверждает перспективность фталимидных катализаторов и их уникальные свойства, которые они проявляют в процессах окислительных превращений углеводородного сырья. ●

### Литература

- L. Cohn. Phthalylhydroxylamin: Ueberführung der Phthalsäure in Salicylsäure // Justus Liebig's Annalen Der Chemie – 1880 – Vol. 205 – P. 295–314.
- E. Grochowski, T. Bolewska, J. Jurczak. Synthesis new strategy for alkane oxidation with O2 using N-hydroxyphthalimide (NHP) as a radical // Catalysis Surveys from Asia – 1977 – 718 p.
- Y. Ishii, S. Sakaguchi, T. Iwahama. Innovation of hydrocarbon oxidation with molecular oxygen and related reactions // Adv. Synth. Catal. – 2001 – Vol. 343(5) – P. 393–427.
- M. Masui. N-Hydroxyphthalimide as a mediator in the anodic oxidation of organic compounds // Resent Advances in Electro organic Synthesis. New York: Marcel Dekker – 1989 – P. 137–144.
- F. Recupero, C. Punta. Free Radical Functionalization of Organic Compounds Catalyzed by N-Hydroxyphthalimide // Chemical Reviews – 2007 – Vol. 107(9) – P. 3800–3842. doi:10.1021/cr040170k.
- L. Melone, C. Punta. N-Hydroxyphthalimide (NHP)-Organocatalyzed Aerobic Oxidations: Advantages, Limits, and Industrial Perspectives. Liquid Phase Aerobic Oxidation Catalysis: Industrial Applications and Academic Perspectives – 2016 – P. 253–265. doi:10.1002/9783527690121.ch16.
- M.M. Al-Tajer, C. Kalamaras, M.A. Alqatani, F.S. Alomar. Aerobic oxidation of hydrocarbons using N-hydroxyphthalimide (NHP) catalysts for cetane enhancement // Fuel – 2022 – Vol. 324, Part B., 124563 https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124563.
- И.В. Карпенко, А.А. Новохатко, М.А. Компанец, Е.В. Новикова, О.В. Куц, Л.И. Опейда, Е.В. Карпенко. Влияние структуры N-гидроксифталимидов на их биологическую активность // Материалы XIV Междунар. науч.-практ. конф., Минск: БГУ – 2018 – С. 89–91.
- Andy N.S. Shamaya, Oday H.R. Al-Jelawi, Noor Ali Khudhair. Novel Synthesis of Some N-Hydroxy Phthalimide Derivatives with Investigation of Its Corrosion Inhibition for Carbon Steel in HCl Solution // Chem. Methodol. – 2021 – Vol. 5, 1. 1 – P. 331–340.
- Alya M. Al-Etaibi, Nouria A. Al-Awadi, Maher R. Ibrahim, Yehia A. Ibrahim. Gas-phase pyrolysis of N-alkoxyphthalimides to functionally substituted aldehydes: kinetic and mechanistic study // ARKIVOC – 2010 – Vol. 2010 (x): General Papers – P. 149–151. https://doi.org/10.3998/ark.5550190.0011.a13.
- D.L. Golden, S.-E. Suh, S.S. Stahl. Radical C(sp3)-H functionalization and cross-coupling reactions // Nature Reviews Chemistry – 2022 – Vol. 6 – P. 405–427. https://doi.org/10.1038/s41570-022-00388-4.
- H.-M. Huang, M. Koy, E. Serrano, P.M. Pflüger, J.L. Schwarz, F. Glorius. Catalytic radical generation of π-allylpalladium complexes // Nature Catalysis – 2020 – Vol. 3(4) – P. 393–400. doi:10.1038/s41929-020-0434-0.
- L. Melone, S. Prosperini, G. Ercole, N. Pastori, C. Punta. Is it possible to implement N-hydroxyphthalimide homogeneous catalysis for industrial applications? A case study of cumene aerobic oxidation // Journal of Chemical Technology & Biotechnology – 2013 – Vol. 89(9) – P. 1370–1378. doi:10.1002/jctb.4213.
- Е.А. Курганова, Э.М. Дахнави, Г.Н. Кошель. Окисление изопропилбензола до гидропероксида в присутствии N-гидроксифталимида // Нефтехимия. – 2017 – Т. 57, № 2 – С. 204–208.
- R. Amorati, M. Lucarini, V. Mugnaini, G. F. Pedulli, F. Minisci, F. Recupero, F. Fontana, P. Astolfi, L. Greci. Hydroxylamines as Oxidation Catalysts: Thermochemical and Kinetic Studies // Journal of Organic Chemistry. – 2003 – V. 68, № 5 – P. 1747–1754.
- K. Kasperczyk, B. Orlinska, J. Zawadiak. Aerobic oxidation of cumene catalysed by 4-alkyloxycarbonyl-N-hydroxyphthalimide // Central European Journal of Chemistry. – 2014 – V. 12, № 11 – P. 1176–1182.
- M. Caruso, S. Navalón, M. Cametti, A. Dhakshinamoorthy, C. Punta, H. Garcia. Challenges and opportunities for N-hydroxyphthalimide supported over heterogeneous solids for aerobic oxidations // Coordination Chemistry Reviews – 2023 – Vol. 486, 215141. https://doi.org/10.1016/j.ccr.2023.215141.
- Е.Л. Красных, С.В. Леванова, А.Б. Соколов, И.Л. Глазко. Получение ароматических углеводородов из отходов производства капролактама // Хим. пром. сегодня – 2004 – С. 27–31.
- M. Sadiq, M. Khan, M. Numan, R. Aman, S. Hussain, M. Sohail Ahmad, S. Sadiq, M. Abid Zia, H. Ur Rashid, R. Ali. Tuning of Activated Carbon for Solvent-Free Oxidation of Cyclohexane // Journal of Chemistry – 2017 – Vol. 2017 – P. 1–8 doi:10.1155/2017/5732761.
- А.С. Фролов, Е.А. Курганова, Е.М. Яркина, Н.В. Лебедева, Г.Н. Кошель, А.С. Каленова. Интенсификация процесса жидкофазного окисления циклогексана // Тонкие химические технологии – 2018 – Т. 13, № 4 – С. 50–57.
- Е.А. Курганова, Г.Н. Кошель. Жидкофазное окисление алкилароматических углеводородов и их циклогексильных производных до гидропероксидов в присутствии фталимидных катализаторов // Российский химический журнал – 2014 – Том LVIII, 3–4 – С. 91–102.
- И.А. Опейда, А.Л. Плехов, О.В. Куц, А.Г. Матвиенко. Комплексы N-гидроксифталимида и ацетата кобальта (II) в реакциях окисления алкиларенов молекулярным кислородом // Журн. физ. химии – 2011 – Т. 85, № 7 – С. 1223–1228.
- Пат. РФ 2046793С1. Стабильный раствор пероксида циклогексанола, не кристаллизующийся до температуры минус 20 °С и способ его получения: заявл. 13.08.1993; опубл. 27.10.1995.
- J. Bińczak, A. Szelwicka, A. Siewniak, K. Dziuba, A. Chrobok. Oxidation of Cyclohexanone with Peracids – A Straight Path to the Synthesis of ε-Caprolactone Oligomers // Materials – 2022 – Vol. 15(19), 6608. https://doi.org/10.3390/ma15196608.
- K. Xiangqian, G. Yutong, M. Shanjun, W. Yong. Selective Hydrogenation of Phenol // ChemNanoMat – 2018 – Vol. 4 – P. 1–20. 10.1002/cnma.201800031
- Е.А. Курганова, К.А. Пуркарьян, А.С. Фролов, Н.В. Лебедева, Кошель Г.Н. Аэробное окисление циклогексанола в циклогексанон, катализируемое N-гидроксифталимидом // Вестник Казанского технологического университета – 2016 – Том 19, № 2 – С. 53–56.
- В.М. Закошанский. Альтернативные технологии получения фенола // Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева – 2008 – Т. LII, № 4 – P. 53–71.
- Е.А. Курганова, В.С. Кабанова, А.С. Фролов, Г.Н. Кошель, А.А. Смурова, Е.И. Бабь. Гидропероксидный способ синтеза фенола и его алкильных производных совместно с кетонами алифатического и алициклического ряда // Neftegaz.RU – 2023 – № 5 – С. 90–95.
- Семёнов Н.Н. Цепные реакции // Госхимиздат, 1940 – 268 с.
- V.N. Sapunov, E.A. Kurganova, G.N. Koshel. Kinetics and Mechanism of Cumene Oxidation Initiated by N-Hydroxyphthalimide // International Journal of Chemical Kinetics – 2018 – V.50(1) – P. 3–14.

KEYWORDS: catalysis, liquid-phase aerobic oxidation, oxygen-containing compounds, conversion of raw materials, hydrocarbons.

# ХАРАКТЕРИЗАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

## как этап моделирования процессов нефтегазопереработки и нефтегазохимии

**Сладков Денис Юрьевич**  
аспирант

**Чузлов Вячеслав Алексеевич**  
доцент, к.т.н.

**Ивашкина Елена Николаевна**  
профессор, д.т.н.

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

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ ВОСПРОИЗВЕДЕНИЯ, ИНТЕРПРЕТАЦИИ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИЗАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ В ТЕХНОЛОГИЯХ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА. ОПИСЫВАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПСЕВДОКОМПОНЕНТНОЙ ХАРАКТЕРИЗАЦИИ, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛЯЕТ ВОСПРОИЗВОДИТЬ НЕПРЕРЫВНЫЕ СМЕСИ, СОДЕРЖАЩИЕ БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ВЕЩЕСТВ. В СТАТЬЕ ПРИВОДЯТСЯ РАЗЛИЧНЫЕ МЕТОДЫ И КОРРЕЛЯЦИИ ДЛЯ РАСЧЕТА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПСЕВДОКОМПОНЕНТОВ, ВКЛЮЧАЯ МОЛЕКУЛЯРНУЮ МАССУ, ПЛОТНОСТЬ, ТЕМПЕРАТУРУ КИПЕНИЯ И ДРУГИЕ ПАРАМЕТРЫ. РАССМАТРИВАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ ЭТИХ МЕТОДОВ НА ПРИМЕРЕ СЫРЬЕВЫХ И ПРОДУКТОВЫХ ФРАКЦИЙ ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛА

THE ARTICLE EXAMINES THE ISSUES OF REPRODUCTION, INTERPRETATION AND ADDITIONAL CHARACTERIZATION OF HYDROCARBON MIXTURES IN OIL AND GAS PROCESSING. THE APPLICATION OF A PSEUDOCOMPONENT CHARACTERIZATION METHOD IS DESCRIBED, WHICH ALLOWS THE REPRODUCTION OF CONTINUOUS MIXTURES CONTAINING A LARGE NUMBER OF INDIVIDUAL COMPONENTS. THE ARTICLE PROVIDES VARIOUS METHODS AND CORRELATIONS FOR CALCULATING THE PHYSICOCHEMICAL PROPERTIES OF PSEUDOCOMPONENTS, INCLUDING MOLECULAR WEIGHT, DENSITY, BOILING POINT AND OTHER PARAMETERS. THE APPLICATION OF THESE METHODS IS CONSIDERED USING THE EXAMPLE OF FEEDSTOCK AND PRODUCT FRACTIONS OF THE VACUUM GAS OIL HYDROCRACKING PROCESS

Ключевые слова: псевдокомпоненты, углеводородные фракции, математическое моделирование, физико-химические свойства.

Воспроизведение, интерпретация и дополнительная характеристика физико-химических свойств исходного сырья – первый этап в инженерном моделировании любого нефтегазохимического процесса. В ряде случаев углеводородные смеси не содержат значительного числа веществ в своем составе, и экспериментальные методы позволяют получить покомпонентный состав данных смесей. Однако число индивидуальных веществ в составе нефти, нефтяных фракций и газовом конденсате может достигать 1000 и более, а их свойства близки между собой. Для описания таких смесей используются различные допущения и упрощения, для которых в зарубежной литературе используется термин, описывающий этот процесс – *англ. Lumping* (объединять). Данное понятие включает в себя множество методов представления компонентного состава, одним из которых является псевдокомпонентная характеристика. Данный метод используется для декомпозиции непрерывных многокомпонентных смесей. Декомпозиция в этом случае носит достаточно условный характер и основывается на данных о фракционном составе смеси, а процедура расчета физико-химических свойств отдельных псевдокомпонентов приобретает особое значение.

### ФАКТЫ

# 1000

индивидуальных веществ могут входить в состав нефти, нефтяных фракций и газового конденсата

Молекулярная масса, плотность, температура кипения являются основными параметрами для всех последующих расчетов свойств смесей с достоверно неизвестным покомпонентным составом, что, в свою очередь, влияет на термодинамику фазового равновесия, кинетику реакционных процессов, гидродинамический режим течения флюидов и другие физические аспекты, подлежащие моделированию. В научном сообществе нет единого мнения, какая из известных методик расчета или корреляций наилучшим образом подходит для описания тех или иных флюидов [1].

Основной и минимально необходимой характеристикой псевдокомпонента служит температура кипения, которая является средней для заданного интервала температур кипения и следует из фракционного состава. Однако одного лишь значения температуры недостаточно для описания фракции в полной мере, поскольку в таком случае не учитываются особенности состава. Молекулярная масса и плотность позволяют учесть отклонение псевдохарактеристических констант от получаемых из вероятного углеводородного состава для фракций на основании кривой фракционного состава. Для получения кривых свойств на основании температур кипения, а также средних значений свойств фракции при их наличии используют различные эмпирические корреляции, часть из которых представлена в таблице 1.

При выборе той или иной расчетной методики следует

ТАБЛИЦА 1. Корреляции расчета свойств псевдокомпонентов

Свойство	Методика/корреляция [2 - 5]
Молекулярная масса	TWU, Lee-Kesler, Peng-Robinson, Katz-Firoozabadi, API, Katz-Nokay, Whitson, Riazi-Daubert, Bergman, PNA, Goossens
Плотность	Katz-Firoozabadi, Bergman, Lee-Kesler, PNA, Yarborough, Constant Watson K,
Критическая температура	TWU, Lee-Kesler, Rowe, Mokay, Peng-Robinson, Edmister, Bergman, Cavett, Riazi-Daubert и др.
Критическое давление	TWU, Lee-Kesler, Rowe, Lynderson, Peng-Robinson, Edmister, Bergman, Cavett, Riazi-Daubert и др.
Критический объем	TWU, Lee-Kesler, Peng-Robinson, Edmister, Bergman, Cavett, Riazi-Daubert и др.
Ацентрический фактор	Lee-Kesler, Peng-Robinson, Edmister, Bergman
Энтальпия	Lee-Kesler, Cavett, Fallon-Watson

ТАБЛИЦА 2. Методы и корреляции расчета свойств флюидов [3]

Метод/корреляция	Расчетный параметр	Требуемые параметры	Границы применимости
Lee-Kesler	Мол. масса	Сред. темп. кип. (MeABP), отн. плотность по воде при 15,6 °C (SG)	MeABP < 750 К
Riazi-Daubert	Мол. масса	(MeABP), SG	70 < MW < 700
Goosen	Мол. масса	(MeABP), SG	306 К < MeABP < 1012 К
Winn	Мол. масса	(MeABP), SG	–
TWU	Мол. масса	(MeABP), SG	–
Abbott (API-TBP)	Кин. вязкость при 38 °C и 99 °C	Козффициент Уотсона (Kw), плотность в API	10 < Kw < 12,5 0 < API < 80
TWU	Кин. вязкость при любой температуре	Кин. вязкость при двух температурах	–
Katz-Firoozabadi	SG	MeABP	MW < 1382
Katz-Firoozabadi (модификация)	SG	MeABP	–

руководствоваться ее применимостью для каждой смеси, в частности для тяжелой нефти и нефтяных фракций, т.к. далеко не во всех корреляциях в основе лежат экспериментальные данные о высококипящих компонентах. В таблице 2 приведены такие ограничения для ряда корреляций. Таким образом, выбор методики и алгоритм расчета зависят от набора исходных данных, а также специфики описываемой фракции.

В настоящем исследовании рассматривается применимость различных методик расчета молекулярной массы, плотности, вязкости для определенных нефтяных фракций на основании лабораторных измерений физико-химических свойств сырьевых и продуктовых потоков установки гидрокрекинга. В качестве исходных данных для

### ФАКТЫ Температура кипения

служит основной и минимально необходимой характеристикой псевдокомпонента

расчета выступали результаты лабораторных измерений фракционного состава, плотности, вязкости, средней молекулярной массы 19-ти проб шести различных потоков установки гидрокрекинга: тяжелый вакуумный газойль (300–550, 310–530 °C), легкая (нк-85 °C) и тяжелая нефтя (85–155 °C), дизельная фракция (200–360 °C). В расчетах из исходных данных исключался искомым параметр и рассчитывался из оставшихся.

По результатам расчета средней молекулярной массы рассматриваемой выборки проб, все методы показали схожую среднюю относительную погрешность в 8,2–9,9%, однако стоит отметить, что корреляция Lee-Kesler дала наиболее близкий результат к лабораторным измерениям сырьевых проб, что отражено на рисунке 1. Полученные результаты сопоставимы с заявленными в первоисточниках погрешностями, а также с результатами расчетов в коммерческих программных продуктах.

Для аналогичной выборки был проведен расчет плотности по нескольким методам: Katz-Firoozabadi, авторская модификация Katz-Firoozabadi с измененными эмпирическими коэффициентами на более широкой выборке (устранена значимая ошибка для веществ с температурой кипения менее плюс 100 °C), метода постоянного значения коэффициента Уотсона (Kw). Метод Katz-Firoozabadi показал среднюю относительную погрешность 3,15%; его модификация 3,12%;

РИСУНОК 1. Сравнение корреляций расчета молекулярных масс

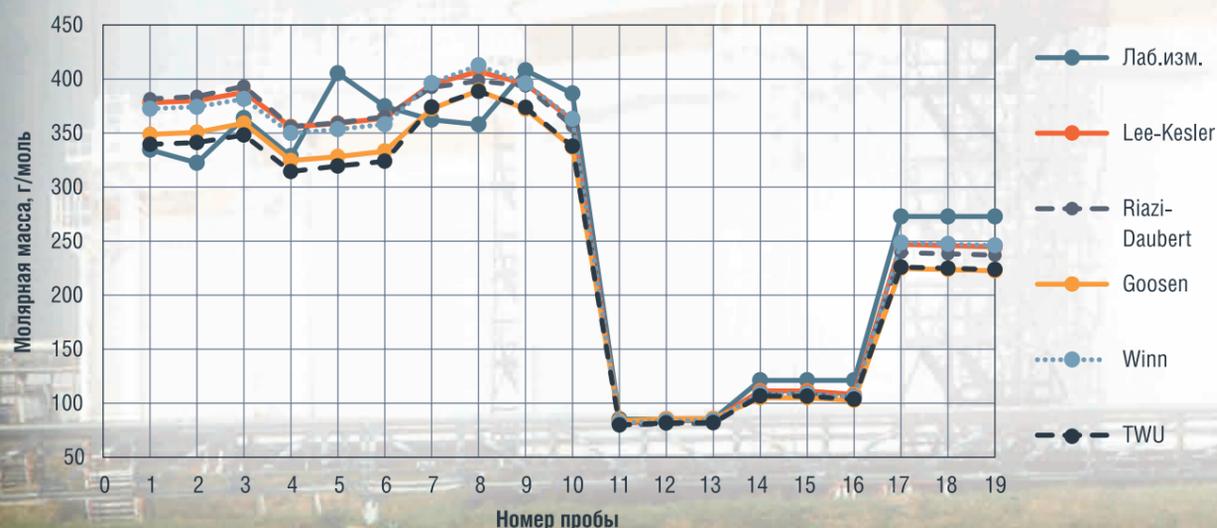
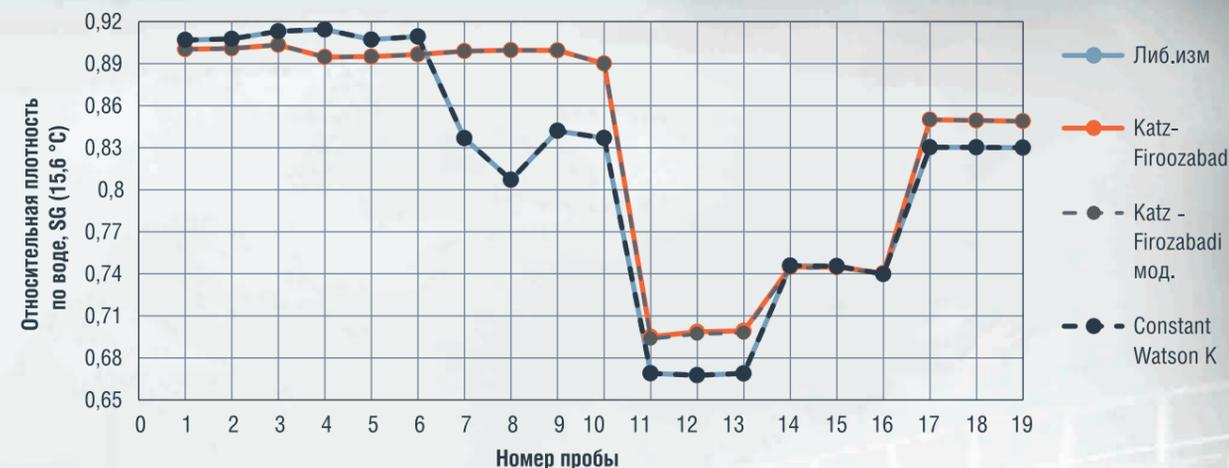


РИСУНОК 2. Сравнение корреляций расчета плотности



а метод постоянного коэффициента Уотсона показал идентичные лабораторным результаты (рисунок 2), что обусловлено обратно пропорциональной зависимостью коэффициента Уотсона от плотности. Зачастую данный коэффициент является расчетной величиной, в таком случае это равносильно наличию среднего значения плотности в исходных данных. Из этого следует, что данный метод подходит больше для последующего корректного распределения плотности между псевдокомпонентами при наличии среднего значения.

Для дальнейшей характеристики смеси с помощью псевдокомпонентов необходимо разбить кривую кипения на N интервалов (в соответствии с ожидаемым числом псевдокомпонентов) по оси температур кипения и на каждом интервале найти среднее значение температур кипения с учетом долей отгона. Для это необходимо рассчитать определенный интеграл от функции кривой кипения:

$$T_{cp}(x) = \frac{1}{b-a} \int_a^b f(x) dx,$$

где  $T_{cp}$  – средняя температура кипения, К;  $a$  и  $b$  – интервал интегрирования,  $x$  – доля отгона.

Функция Riazi-Daubert [3], описывающая кривую кипения, имеет следующий вид:

$$\frac{T - T_{н.к.}}{T} = \left[ \frac{A}{B} * \ln \left( \frac{1}{1-x} \right) \right]^{\frac{1}{B}},$$

где  $T_{н.к.}$  – температура начала кипения, К;  $T$  – температура кипения, К;  $A$  и  $B$  – коэффициенты.

При выражении значения температуры ( $T$ ) в уравнении (2) и последующем интегрировании в уравнении (1), получаем весьма сложный вид полученной функции, в которой присутствует функция Гаусса. Тогда более простым путем является применение численных методов для решения данной задачи. Для всех остальных свойств (плотность, молекулярная масса, вязкость, критические характеристики, ацентрический фактор) применяется аналогично подход по уравнению (1). Для этого по методам из таблицы 1 в соответствии с фракционным составом рассчитывается некоторое дискретное число точек (50–100) и далее с учетом поправки на средние исходные значения физико-

### ФАКТЫ

8,2-9,9%

– средняя погрешность, которую показали все методы по результатам расчета средней молекулярной массы рассматриваемой выборки проб

химических свойств выводится интерполирующая функция из которой могут быть получены средние значения свойств для псевдокомпонентов.

Основываясь на ранее упомянутых методиках и подходах, был разработан программный алгоритм разбиения углеводородных фракций на псевдокомпоненты. Разработанный модуль позволяет получать кривые свойств отдельной пробы (расчет свойств по долям отгона пробы), создавать смеси из одной или более проб, получать общие кривые свойств смеси (в случае двух или более проб), разбивать смеси на псевдокомпоненты и осуществлять расчет свойств псевдокомпонентов, что позволяет впоследствии использовать рассчитываемые компоненты при моделировании различных нефтегазохимических процессов. В таблицах 3 и 4 представлен пример разбиения сырья процесса гидрокрекинга – вакуумного газойля.

В соответствии с результатами расчетов, представленными в таблицах 3 и 4, для рассматриваемого образца вакуумного газойля температура начала кипения – 312 °C; 50% точка кипения – 448 °C; температура конца кипения – 537 °C; средняя молекулярная масса – 363,8 г/моль; плотность при 5 °C – 891,3 кг/м³; динамическая вязкость при 50 °C – 31,45 мПа·с. Полученные результаты полностью отражают исходные средние свойства без искажения.

Таким образом, обзор основных принципов и методов характеристики углеводородных

ТАБЛИЦА 3. Пример разбиения углеводородной смеси на псевдокомпоненты: физико-химические свойства

Имя	Содержание, % мол.	Температура кипения, °C	Молекулярная масс, г/моль	Плотность, кг/м³ (15,6 °C)	Вязкость, сП (38 °C)	Вязкость, сП (99 °C)
NBP_314	0,0001	314,5	219,5	844,2	3,5991	1,0609
NBP_317	0,0008	317,2	220,8	844,9	4,2038	1,1805
NBP_331	0,0037	331,1	227,1	848,3	5,1017	1,3506
NBP_345	0,0101	345,5	246,5	858,8	6,5986	1,6181
NBP_360	0,0213	360,0	277,4	875,4	9,1167	2,0117
NBP_374	0,0381	374,7	293,1	883,0	11,9911	2,3946
NBP_389	0,0602	389,3	307,5	889,7	15,9145	2,8489
NBP_403	0,0857	404,0	322,2	896,2	21,4844	3,4021
NBP_418	0,1107	418,7	337,2	902,7	29,5722	4,0797
NBP_433	0,1297	433,3	352,4	909,0	41,6162	4,9149
NBP_448	0,1370	448,0	367,8	915,3	60,0746	5,9513
NBP_462	0,1293	462,7	383,4	921,4	89,3127	7,2483
NBP_477	0,1077	477,3	399,2	927,5	137,4313	8,8864
NBP_491	0,0778	491,9	415,1	933,5	220,2526	10,9788
NBP_506	0,0480	506,5	431,2	939,4	370,7297	13,6878
NBP_521	0,0248	521,0	447,6	945,4	663,6301	17,2570
NBP_536	0,0151	536,3	464,9	951,5	1319,6254	22,2988

ТАБЛИЦА 4. Пример разбиения углеводородной смеси на псевдокомпоненты: критические свойства

Имя	Критическая температура, °C	Критическое давление, кПа	Критический объем	Ацентрический фактор	Kw
NBP_314	486,25	16,07	907,63	0,6156	11,9888
NBP_317	495,89	15,21	958,84	0,6586	12,0659
NBP_331	507,45	14,47	1010,27	0,7030	12,1108
NBP_345	522,03	14,14	1044,43	0,7364	12,0565
NBP_360	539,18	14,19	1058,65	0,7594	11,9200
NBP_374	552,79	13,74	1099,60	0,8014	11,9077
NBP_389	566,02	13,26	1143,64	0,8470	11,9069
NBP_403	579,18	12,81	1188,09	0,8945	11,9067
NBP_418	592,28	12,37	1232,77	0,9438	11,9066
NBP_433	605,32	11,96	1277,57	0,9634	11,9066
NBP_448	618,30	11,57	1322,40	0,9937	11,9066
NBP_462	631,23	11,20	1367,21	1,0234	11,9066
NBP_477	644,12	10,84	1411,95	1,0525	11,9065
NBP_491	656,96	10,50	1456,54	1,0810	11,9064
NBP_506	669,77	10,18	1500,87	1,1088	11,9060
NBP_521	682,58	9,87	1544,44	1,1358	11,9042
NBP_536	695,96	9,57	1590,04	1,1635	11,9027

смесей с помощью псевдокомпонентов, показал, что в тех случаях, когда известно среднее значение плотности потока, наиболее предпочтительной методикой для описания свойств потока является метод постоянного коэффициента Уотсона, обеспечивающий высокую сходимость расчетов с лабораторными данными.

Разработанный программный алгоритм разбиения углеводородных фракций на псевдокомпоненты позволил выполнить оценку методов расчета физико-химических свойств на примере легких и тяжелых фракций в процессе гидрокрекинга, которая показала, что отклонения в расчете могут достигать 10% (отн.).

Из этого следует необходимость максимально возможного набора исходных данных о свойствах фракции, что позволяет не только привести в соответствие средние свойства, но и более точно распределить изменения свойств по фракционному составу. ●

**ФАКТЫ**

**10%**

могут достигать отклонения в расчете физико-химических свойств на примере легких и тяжелых фракций в процессе гидрокрекинга

**Литература**

1. Stratiev D. Prediction of Molecular Weight of Petroleum Fluids by Empirical Correlations and Artificial Neuron Networks / D. Stratiev, S. Sotirov, E. Sotirova, S. Nenov, R. Dinkov, I. Shishkova, I. Kolev, D. Yordanov, S. Vasilev, K. Atanassov / Processes. – 2023. Vol. 11, № 426. P. 1–16.
2. Firoozabadi, A., Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs / A. Firoozabadi. – New York: McGraw Hill, 1999. – 355 p.
3. Kesler, M. G. Improve Prediction of Enthalpy of Fractions / M. G. Kesler, B. I Lee / Hydrocarbon Processing. – 1976. – V. 55. – p. 153–158.
4. Riazi M. R. Characterization and Properties of Petroleum Fractions / M. R. Riazi. – Philadelphia: ASTM International, 2005. – 401 p.
5. Twu, C.H. Internally consistent correlation for predicting liquid viscosities of petroleum fractions / C.H. Twu / Ind. Eng. Chem. Proc. Des. Dev. – 1985. – V. 24. – p. 1293–1297.

KEYWORDS: pseudocomponents, hydrocarbon fractions, mathematical modeling, physico-chemical properties.

**РОССИЙСКАЯ НЕФТЬ СНОВА ТОРГУЕТСЯ НАМНОГО ВЫШЕ ЦЕНОВОГО ПРЕДЕЛА «БОЛЬШОЙ СЕМЕРКИ»**

**Bloomberg**

Флагманский сорт нефти марки Urals стоит около 75 долл. за барр. на выходе из портов Балтийского и Черного морей, что примерно на 15 долл. превышает ценовой предел, установленный G7. В марте 23% поставок сырой нефти были застрахованы посредством международной группы клубов P&I. Это означает готовность трейдеров поручиться, что стоимость груза была значительно ниже. Представитель ЕК заявил, что блок осознает риск обхода ценового ограничения и намерен предпринять шаги, которые лишат Россию доходов, одновременно «поддерживая стабильность глобального энергетического рынка». К тому времени, когда нефть доставляется в Индию, она торгуется на уровне 88 долл. за барр., когда



нефть покидает порт Козьмино, она стоит 84 долл. за барр. По-прежнему существуют большие затраты на транспортировку, что предполагает влияние санкций на Москву. Кроме того, доставка в Азию значительно дороже, чем в Европу. Все это приводит к падению экспортных цен. Относительно транспортировки нефти марки Urals из Прибалтики в Индию или Китай, санкции увеличивают стоимость доставки на 7,12 и 8,79 долл. за барр. соответственно.

**МОЩЬ РОССИЙСКИХ УДОБРЕНИЙ**

**Myśl Polska**

Запад обрушил на Россию огромное количество экономических санкций. Но, несмотря на их разрушительную



силу, оказалось, что не со всеми продуктами можно эффективно бороться. Один из них – удобрения. Первоначально под санкции попали только владельцы компаний-производителей, а не сам продукт. Цены, спекулятивно поднимавшиеся в течение полугодия, взлетели до небес. Это привело к глобальному протесту по поводу того, что экономическая война с удобрениями приводит к голоду в бедных странах. ООН потребовала, чтобы как российское, так и украинское зерно и удобрения могли свободно поступать на мировой рынок. Европа сняла свои ограничения. Но ограничения поспособствовали тому, что экспорт снизился на 15%, в то время как выручка в долларах оказалась гораздо выше. То есть то, что санкции отобрали у российских экспортеров, с лихвой вернули нестабильные товарные рынки, которые при любой угрозе задирают цены.



Однако санкции и ограничения достигают определенных целей. Они лишают возможности выгодного сотрудничества как для России, так и для Европы.

Россия обладает огромным минерально-сырьевым потенциалом, но эта отрасль промышленности зависит от доступа к технологиям и рынкам сбыта. Российский бизнес удобрений был ориентирован на сотрудничество, а введение санкций остановило экспансию. Для этого и нужны санкции.

**США ПРЕДУПРЕЖДАЮТ КИТАЙ ОБ ЭКСПОРТЕ И ПОДДЕРЖКЕ РОССИИ**

**The New York Times**

Экономическая политика Пекина угрожает американским рабочим, заявила министр финансов Д. Йеллен вице-премьеру Хэ Лифэну на встрече в Гуанчжоу. Она выразила обеспокоенность по поводу растущего экспорта Китая недорогих электромобилей и других товаров в сфере зеленой энергетики, заявив, что США обеспокоены наводнением своего рынка китайской продукцией, составляющей конкуренцию американским компаниям. Она также предупредила Л. Хэ, что китайские компании могут столкнуться с «серьезными последствиями», если окажут материальную поддержку России. «Мы видим, что Россия получает поддержку благодаря товарам, которые китайские фирмы поставляют в Россию», – сказала Д. Йеллен. ●

# ВЛИЯНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКИ НА ПРОЦЕСС ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ

## при различных условиях в высокопарафинистой нефти



**Раецкая Александра Николаевна**  
научный сотрудник  
Лаборатории реологии нефти,  
Институт химии нефти  
Сибирского отделения  
Российской академии наук



**Прозорова Ирина Витальевна**  
старший научный сотрудник  
Лаборатории реологии нефти,  
Институт химии нефти  
Сибирского отделения  
Российской академии наук

В ДАННОЙ РАБОТЕ ПОКАЗАНО ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И СОДЕРЖАНИЯ СМОЛИСТЫХ КОМПОНЕНТОВ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА НА ПРОЦЕСС ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ В ПРИСУТСТВИИ ИНГИБИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКИ, РАЗРАБОТАННОЙ НА ОСНОВЕ ПОЛИАЛКИЛМЕТАКРИЛАТА. ИНГИБИРУЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ ПРИСАДКИ ИЗУЧАЛИ МЕТОДОМ «ХОЛОДНОГО СТЕРЖНЯ». МАКСИМАЛЬНАЯ ИНГИБИРУЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ ПРИСАДКИ ПРОЯВЛЯЕТСЯ ПРИ ПОНИЖЕННЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ, БЛИЗКИХ К ТЕМПЕРАТУРЕ ЗАСТЫВАНИЯ НЕФТИ (8 °С). ИЗУЧЕН ГРУППОВОЙ СОСТАВ ПОЛУЧЕННЫХ НЕФТЯНЫХ ОСАДКОВ. ПРИ УВЕЛИЧЕНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ И ВВЕДЕНИИ ПРИСАДКИ В СИСТЕМУ НАБЛЮДАЛОСЬ УМЕНЬШЕНИЕ ДОЛИ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ. ПРИ ИЗУЧЕНИИ ВЛИЯНИЯ ДОЛИ СМОЛ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА НА ОСАДКООБРАЗОВАНИЕ И ИНГИБИРУЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ ПРИСАДКИ БЫЛИ ПОЛУЧЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ, ГДЕ В ОДНОМ СЛУЧАЕ СМОЛЫ ПОВЫШАЛИ СТЕПЕНЬ ИНГИБИРОВАНИЯ, А В ДРУГОМ ПОСТЕПЕННО ПОНИЖАЛИ. БЫЛИ СНЯТЫ ИК-СПЕКТРЫ СМОЛ. РЕЗУЛЬТАТЫ ПОКАЗАЛИ, ЧТО СМОЛЫ, ИМЕЮЩИЕ В СВОЕЙ СТРУКТУРЕ БОЛЬШЕ АРОМАТИЧЕСКИХ И ПОЛЯРНЫХ ГРУППИРОВОК, ОКАЗЫВАЮТ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ НА ПРОЦЕСС ИНГИБИРОВАНИЯ, А ЗНАЧИТ, И УМЕНЬШАЮТ ОСАДКООБРАЗОВАНИЕ. ТАКИМ ОБРАЗОМ, ПОКАЗАНО, ЧТО НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ПРИСАДКИ ОКАЗЫВАЮТ ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРА НЕФТИ, КОНЦЕНТРАЦИЯ И ПРИРОДА СМОЛИСТЫХ КОМПОНЕНТОВ

*THIS WORK SHOWS THE INFLUENCE OF TEMPERATURE AND CONTENT OF RESINOUS COMPONENTS OF VARIOUS COMPOSITIONS ON THE PROCESS OF SEDIMENTATION OF HIGHLY PARAFFINIC OIL IN THE PRESENCE OF AN INHIBITORY ADDITIVE DEVELOPED ON THE BASIS OF POLYALKYL METHACRYLATE. THE INHIBITORY ABILITY OF THE ADDITIVE WAS STUDIED USING THE "COLD ROD" METHOD. THE MAXIMUM INHIBITORY ABILITY OF THE ADDITIVE OCCURS AT LOW TEMPERATURES, CLOSE TO THE POUR POINT OF OIL (8 °C). THE GROUP COMPOSITION OF THE RESULTING OIL SEDIMENTS WAS STUDIED. WITH AN INCREASE IN OIL TEMPERATURE AND THE INTRODUCTION OF AN ADDITIVE INTO THE SYSTEM, A DECREASE IN THE PROPORTION OF RESIN-ASPHALTENE COMPONENTS WAS OBSERVED. WHEN STUDYING THE EFFECT OF THE PROPORTION OF RESINS OF VARIOUS COMPOSITIONS ON SEDIMENT FORMATION AND THE INHIBITORY ABILITY OF THE ADDITIVE, RESULTS WERE OBTAINED WHERE IN ONE CASE THE RESINS INCREASED THE DEGREE OF INHIBITION, AND IN THE OTHER THEY GRADUALLY DECREASED. IR SPECTRA OF THE RESINS WERE TAKEN. THE RESULTS SHOWED THAT RESINS WITH MORE AROMATIC AND POLAR GROUPS IN THEIR STRUCTURE HAVE A POSITIVE EFFECT ON THE INHIBITION PROCESS, AND THEREFORE REDUCE SEDIMENTATION. THUS, IT HAS BEEN SHOWN THAT THE EFFICIENCY OF THE ADDITIVE IS SIGNIFICANTLY INFLUENCED BY THE TEMPERATURE OF THE OIL, THE CONCENTRATION AND NATURE OF THE RESINOUS COMPONENTS*

Ключевые слова: АСПО; парафиновые углеводороды; осадкообразование; ингибирующая присадка; смолы.

Современная добыча характеризуется увеличением доли нефти, содержащей повышенный процент парафиновых углеводородов (ПУ) и смолисто-асфальтеновых компонентов (САК). Вследствие этого добыча и транспортировка такой

нефти становятся значительно сложнее из-за возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках трубопроводов. Это приводит к сужению диаметра трубопровода, увеличению перепада давления при перекачке нефти и

повышению износа насосов. Нефтяные компании вынуждены периодически приостанавливать добычу и проводить неотложные мероприятия по очистке АСПО и проведению неплановых ремонтов. Это неизбежно приводит к сокращению объема добычи нефти

УДК 665.7.03

ТАБЛИЦА 1. Влияние ингибирующей присадки на количество нефтяного осадка при различных температурах

Т термостата / Т стержня, °С	Количество АСПО, г на 100 г нефти	Количество АСПО, г на 100 г нефти + ПАМ	Степень ингибирования I, % масс.
20/10	20,6	4,9	76
30/10	6,4	3,4	47
40/10	2,6	1,8	31
50/10	1,9	1,5	21

ТАБЛИЦА 2. Групповой состав выделенных осадков в присутствии присадки (ПАМ)

Т термостата / Т стержня, °С	Асфальтены, % масс.		Масляная фракция, % масс.		Смолы, % масс.	
	нефть	нефть + ПАМ	нефть	нефть + ПАМ	нефть	нефть + ПАМ
20/10	4,5	0,8	85,5	92,5	10,0	6,7
30/10	4,3	0,6	85,7	92,7	10,0	6,7
40/10	4,1	0,5	86,4	92,8	9,5	6,7
50/10	4,0	0,5	89,3	92,8	6,7	6,7

во время простоев и увеличению затрат на ее производство [1].

При понижении температуры растворяющая способность нефти падает, и парафиновые углеводороды образуют микрокристаллы на поверхности нефтяного оборудования. В результате образуется первичный слой осадка, а затем адгезия ПУ осуществляется на поверхности уже сформированного слоя АСПО [2].

Традиционные методы борьбы с проблемой АСПО – например, применение разнообразных скребков с различной конфигурацией и промывка теплой нефтью – оказываются недостаточно эффективными и требуют значительных финансовых затрат. В связи с этим в настоящее время все

шире применяются химические реагенты, ингибирующие процесс образования АСПО [3].

В настоящей работе использовалась ингибирующая присадка, разработанная на основе новых упорядоченных полимеров (полиалкилметакрилатов) (ИХН СО РАН, г. Томск и Дзержинский политехнический институт (филиал) Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, ДПИ НГТУ, г. Дзержинск) [4].

Влияние температурных условий на эффективность действия присадки оценивали с помощью метода «холодного стержня». Температура осадкообразующей поверхности (стержня) 10 °С (таблица 1). Полиалкилметакрилатная присадка (ПАМ) была добавлена в концентрации 0,05 % масс.

При увеличении температуры нефти на 10 °С ингибирующая способность присадки понижается примерно на 1,5%, и масса осадка уменьшается в 2–3 раза. Самым эффективным температурным условием работы присадки является 20 °С, степень ингибирования составила 76%. Это связано с тем, что данная температура потока нефти является относительно близкой к температуре застывания нефти (~8 °С), и формирование осадка в таких условиях максимально.

Степень ингибирования была рассчитана по формуле (1).

$$I = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \times 100\%, \quad (1)$$

где:  $m_1$  – масса осадка нефти;  $m_2$  – масса осадка нефти с добавлением ингибирующей присадки.

Присутствие присадки влияет не только на количество, но и на состав образующихся АСПО (таблица 2).

Показано, что при увеличении температуры потока нефти содержание асфальтенов и смол уменьшается, а доля масляной фракции увеличивается. Действие ингибирующей присадки также показало уменьшение доли асфальтенов и смол в осадке.



ТАБЛИЦА 3. Влияние концентрации смол, на количество нефтяного осадка и степень ингибирования присадки

Концентрация смол в обр., ω, % масс.	Количество АСПО, г на 100 г нефти		Количество АСПО, г на 100 г нефти + ПАМ	
	смола 1	смола 2	смола 1	смола 2
6,0	5,3	5,3	1,8	1,8
6,2	8,7	5,2	5,3	3,1
6,5	21,6	4,6	14,9	2,3
6,7	23,9	4,0	19,6	1,7
7,0	39,1	3,5	38,7	1,4

\* 6 % – массовая доля смол в исходной нефти

РИСУНОК 1. Температура застывания нефтяных систем с добавками смол 1 и 2 в присутствии присадки

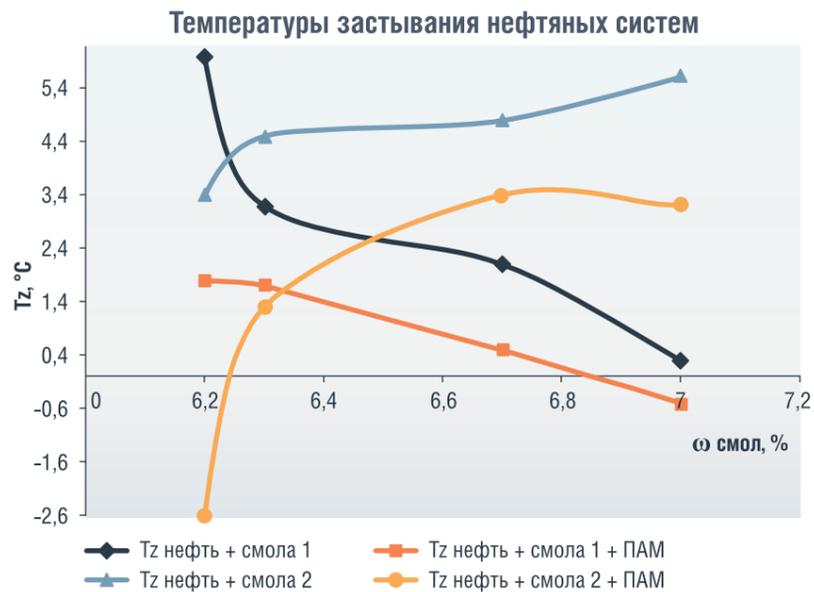
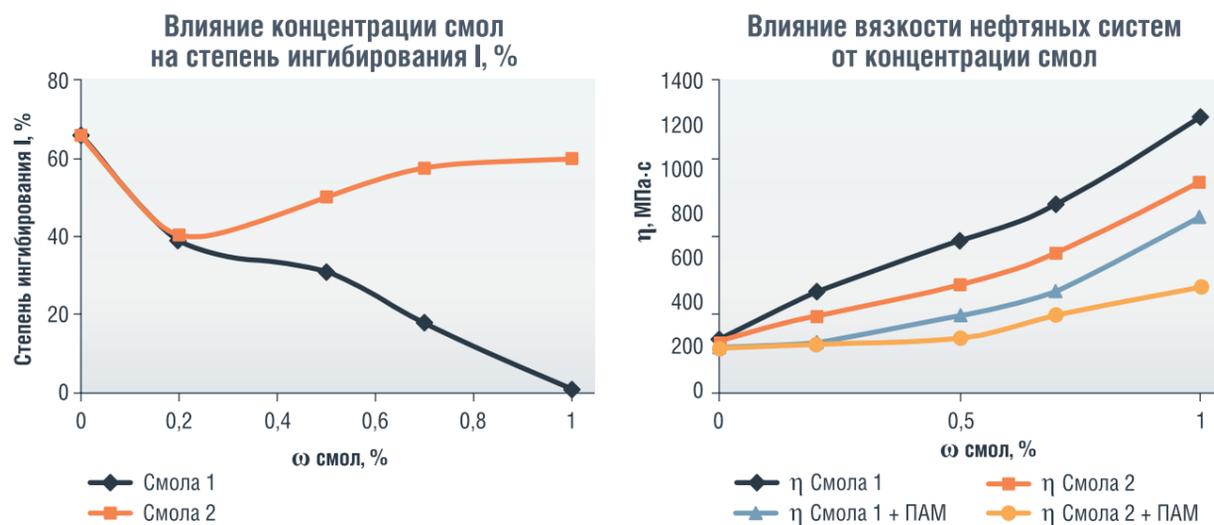


РИСУНОК 2. Влияние смол 1 и смол 2 на степень ингибирования присадки (ПАМ) и вязкость нефтяных систем



Влияние смолистых компонентов на осадкообразование исследуемой нефти и эффективность действия присадки прослеживали с добавлением смол различного состава в нефтяную систему (таблица 3). Анализируя полученные данные таблицы, можно увидеть, что увеличение содержания смол 1 приводит к росту нефтяного осадка. При увеличении содержания смолистых компонентов до 7% масса осадка максимальна и практически идентична образцу с присадкой (39,1 и 38,7 г). Можем предположить, что это связано с тем, что смолы садятся на гранях кристаллов парафиновых углеводородов и конкурируют с полярными группировками присадки, не давая им взаимодействовать.

При добавлении образцов смол 2 наблюдается другая тенденция. В данном случае при увеличении доли смол 2 в системе наблюдается уменьшение массы осадка как в образце с исходной нефтью, так и с добавлением присадки. Масса осадка в образце с присадкой почти в 2 раза меньше исходных осадков.

Температуры застывания нефтяных систем с различным содержанием смолистых компонентов и ингибирующей полимерной присадки измеряли с помощью прибора ИНТП «Кристалл» (рисунок 1).

При росте концентрации смол 1 с 6,2 до 7% масс. наблюдается монотонное снижение температуры застывания. При добавлении смол 2 происходит резкое снижение

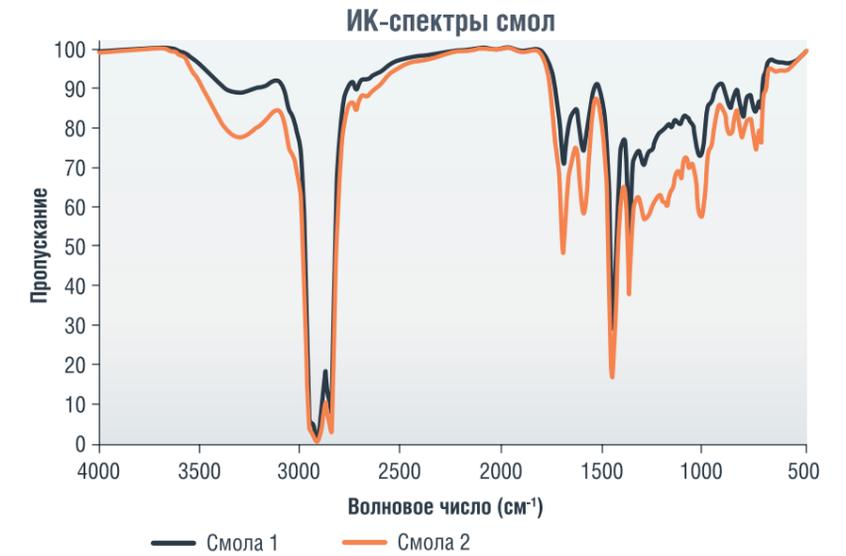
температуры застывания как в исходных образцах (3,4 °C), так и в образцах с добавлением присадки (-2,6 °C). Однако при дальнейшем увеличении доли смол 2 в нефтяной системе, характерно последовательное увеличение температуры застывания вплоть до 5,6 °C.

Влияние смол на степень ингибирования присадки и вязкость нефтяных систем можно видеть на рисунке 2.

С использованием смол 1 отмечается снижение эффективности работы присадки – кривая ингибирования монотонно падает, а также вязкость этих образцов максимальна. Применение образцов смол 2 приводит к росту степени ингибирования присадки, что свидетельствует о возможном взаимодействии смол в роли ПАВ с парафиновыми углеводородами. Вязкость этих нефтяных систем намного ниже, чем образцов нефти со смолами 1, а нефтяные системы с присадкой обладают минимальными значениями динамической вязкости.

Состав смол был исследован с использованием ИК-спектроскопии. ИК-спектры смол (рисунок 3) представляют собой набор характеристических полос соответствующие структурным группам, имеют следующие максимумы: 1740 см<sup>-1</sup> (C=O), 1050, 1180 см<sup>-1</sup> (алифатическая C-O-C), 1240 см<sup>-1</sup> (COOR), 721 см<sup>-1</sup> (маятниковые колебания – CH<sub>2</sub>).

РИСУНОК 3. ИК-спектры смол



Были рассчитаны спектральные коэффициенты смол (таблица 4).

В таблице видно, что составы смол заметно отличается друг от друга. Смолы 2 имеют почти в 1,5–2 раза больше ароматизированных структур и почти в 1,5 раза больше карбонильных и сульфоксидных групп. Предполагается, что смолы 2 за счет своей высокой полярности могут быть более предрасположенными вступать в межмолекулярные взаимодействия и могут образовывать устойчивые ассоциативные комплексы с парафиновыми углеводородами и выступать как ингибиторы осадкообразования.

Таким образом, можно сделать вывод, что на процесс осадкообразования и ингибирующую способность присадки сильно влияют температурные условия добычи и транспортировки нефти, а также немаловажен ее групповой состав. В данной работе показано влияние состава нефтяных смол на процесс ингибирования присадки, что необходимо учитывать при разработке, добыче и транспортировке парафинистой и высокопарафинистой нефти.

Работа выполнена в рамках Государственного задания ФГБУН Института химии нефти СО РАН при финансовой поддержке Минобрнауки РФ.

Литература

- Трушин С.С. Ингибирующая присадка комплексного действия НХТ-И / С.С. Трушин, В.Я. Юшин, В.Е. Терентьев // Рук. по прим. – Кемерово. – 2010 – 16 с.
- Козленко Я.А., Прозорова И.В. Влияние ингибирующей композиции на структурно-реологические характеристики высокопарафинистой нефти / Химия в интересах устойчивого развития. – 2022. – Т. 30. – № 4. – С. 374–382.
- Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. №1. С. 268–284.
- Патент РФ № 2467054 Ингибирующая присадка полифункционального действия для парафинистых и высокопарафинистых нефтей / И.В. Прозорова, Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина и др.; заявл. 01.07.2011; опубл. 20.11.2012; Бюл. № 32 – 7 с.

KEYWORDS: asphalt-resin-paraffin deposits; paraffin hydrocarbons; sedimentation; inhibitory additive; resins.

ТАБЛИЦА 4. Спектральные коэффициенты смол 1 и 2

Спектральные коэффициенты	Смола 1	Смола 2
Коэффициент ароматизированности Баттачариа	1,86	3,11
Условное отношение содержания полизамещенных ароматических структур к общему содержанию ароматических углеводородов	0,63	0,48
Условное содержание ароматических структур	0,24	0,44
Условное содержание конденсированных ароматических углеводородов	1,08	1,33
Условное содержание -C=O	0,29	0,39
Условное содержание -S=O	0,26	0,36

# ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВИЗИОННЫХ КАМЕР В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НЕФТЬ И ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ЯВЛЯЮТСЯ ЦЕННЫМИ, ШИРОКО ИСПОЛЪЗУЕМЫМИ ПРИРОДНЫМИ РЕСУРСАМИ. НО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ОЧЕНЬ СЛОЖНЫ И СОПРЯЖЕНЫ С МНОЖЕСТВОМ УГРОЗ БЕЗОПАСНОСТИ. ЗАЧАСТУЮ ОБОРУДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТИРУЕТСЯ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ, ЧТО ПРИВОДИТ К АВАРИЯМ НА ПРЕДПРИЯТИИ. ЭТО СТАВИТ ПОД УГРОЗУ БЕЗОПАСНОСТЬ И ЖИЗНЬ ПЕРСОНАЛА, А ТАКЖЕ НЕ ЛУЧШИМ ОБРАЗОМ СКАЗЫВАЕТСЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ

*OIL AND NATURAL GAS ARE VALUABLE, WIDELY USED NATURAL RESOURCES. HOWEVER, THE TECHNOLOGICAL PROCESSES OF HYDROCARBON PRODUCTION, PROCESSING AND STORAGE ARE VERY COMPLEX AND INVOLVE MANY SAFETY RISKS. EQUIPMENT IS OFTEN RUN IN EXTREME CONDITIONS, WHICH LEADS TO ACCIDENTS AT THE ENTERPRISE. THIS THREATENS THE SAFETY AND LIVES OF PERSONNEL, AND HAS A NEGATIVE IMPACT ON THE EFFICIENCY OF PROJECT IMPLEMENTATION*

Ключевые слова: тепловизионные камеры, инфракрасное излучение, аварийная ситуация, нефтегазовый комплекс, промышленная безопасность.

Тепловизионные камеры дают интуитивное представление о распределении температуры на поверхностях оборудования, автоматически фиксируют самые высокие и самые низкие точки температуры и быстро обнаруживают точки аномальной температуры. Они помогают пользователям выявлять угрозы безопасности, оперативно выявлять потенциальные риски и снижать количество несчастных случаев на производстве, тем самым повышая эффективность эксплуатации и технического обслуживания производства.

Тепловизионные камеры Себа Инжиниринг широко используются в различных процессах добычи и производства нефтепродуктов и природного газа:

1. В горнодобывающих районах задействовано много крупногабаритных машин, и механический износ их деталей может стать причиной перегрева оборудования и, как следствие, – производственных аварий. Инфракрасные тепловизионные устройства, развернутые в высоких точках горнодобывающих районов, позволяют круглосуточно

сканировать и отслеживать точки аномальной температуры в проблемных зонах, выявлять угрозы безопасности, тем самым эффективно предотвращать несчастные случаи на производстве и обеспечивать безопасность персонала.

2. Нефтеперекачивающие агрегаты и обсадные колонны в нефтяных скважинах, будучи основным добычным оборудованием, часто работают в течение длительного времени, поэтому их основные детали подвержены износу и старению, что приводит к выходу оборудования из строя. Ручные тепловизионные камеры можно использовать для плановых проверок основных частей оборудования, чтобы как можно раньше выявить потенциальные неисправности при обслуживании оборудования, тем самым повысить эффективность эксплуатации и обслуживания.

3. В результате длительной эксплуатации нефте- и газопроводы подвержены различным повреждениям, например, отслаивание изоляционного слоя и коррозия, а трубопроводная арматура – соединительные детали,

фланцы – физическому износу. Вышеописанные проблемы часто возникают при аномальных температурах. Избежать их поможет использование тепловизионных камер, позволяющих контролировать температуру самого трубопровода и трубопроводной арматуры.



4. На стадии фришевания тепловые камеры могут использоваться для контроля температуры нефтехимических установок с целью выявления различных проблем, таких как:

- распределение температуры на стенках колонн крекинга и ректификации, отражающее градусы скопления нагара в различных положениях;

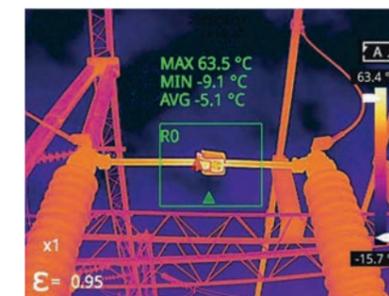
- участки перегрева в некоторых частях труб крекинг-печи, что является ориентиром для схемы обслуживания труб;
- температура стенок установок каталитического крекинга, которая используется для анализа состояния их футеровки, а также мест и масштабов возможных неисправностей.



5. Тепловизионные камеры также применяются в целях мониторинга температуры резервуара для хранения. Измерение температуры поверхности резервуара предоставляет информацию для визуального наблюдения за уровнем жидкости и обеспечивает безопасность процесса хранения, позволяя избежать разлива масла и утечки газа, вызванных чрезмерно высоким

уровнем жидкости. Кроме того, отслеживая температуру резервуаров, тепловизионные камеры выявляют количество осадка в резервуарах и степень повреждения их футеровки, что также обеспечивает безопасность эксплуатации систем хранения.

6. Что касается электрооборудования, работающего на территории предприятия, такого как трансформаторы, разъединители и автоматические выключатели, если их контакты или клеммы проводов и соединительные болты ослабевают или имеют плохой контакт, такое электрооборудование подвержено несбалансированным нагрузкам, перегрузкам, перегреву и другим скрытым опасностям, которые могут вызвать несчастные случаи во время работы – искрение, короткие замыкания, возгорания и пожары. Посредством регулярного контроля температуры электрооборудования с помощью тепловизионных камер пользователи могут выявить все вышеперечисленные проблемы, определить источники опасности и обеспечить безопасную эксплуатацию и эффективное производство на разных участках предприятия.



## Преимущества тепловизионных камер

- Бесконтактное измерение температуры, визуализация температуры, обеспечение безопасности;
- Мониторинг температуры в режиме реального времени, автоматический захват точек самой высокой и самой низкой температуры в проблемных областях, а также интуитивное представление и точное определение потенциальных температурных рисков;
- Ранняя подача аварийного сигнала в нескольких различных вариантах обеспечивает большую эффективность. ●

KEYWORDS: industrial safety, infrared cameras, image conversion, oil production, geological exploration.

СЕБА  
ИНЖИНИРИНГ



info@sebaeng.ru  
+7 499 683-02-50  
+7 985 810-31-74  
Москва, 2-й Кожуховский проезд, 29,  
корп. 2, стр. 2, этаж 4М

# СТРУКТУРНАЯ ПЕРЕСТРОЙКА ГАЗОВОГО РЫНКА ЕС

ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ СТАЛА НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ ВВИДУ ТОГО, ЧТО ГАЗ ИСПОЛЬЗУЕТСЯ КАК В ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ПРОИЗВОДСТВЕ, ТАК И В БЫТОВЫХ ВОПРОСАХ. В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ЭТУ ИСТИНУ ПЫТАЮТСЯ ОСПОРИТЬ НА РАЗНЫХ УРОВНЯХ. В СТАТЬЕ ОПРЕДЕЛЕНА ОСНОВНАЯ СТРУКТУРНАЯ ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОВОГО РЫНКА ЕС И РФ, ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ ОТРАСЛЬ В 2023–2024 ГГ. СРАВНИВАЮТСЯ С ДОКРИЗИСНЫМ 2021 Г., В КОТОРОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЫНОК В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ СТЕПЕНИ ВОССТАНОВИЛСЯ ПОСЛЕ ЭПИДЕМИИ COVID-19. ТАКЖЕ В СТАТЬЕ ПЕРЕЧИСЛЕНА ВОЗМОЖНЫЕ СТРУКТУРНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ РЫНКА В СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ, НА ОСНОВЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРЕДПОСЫЛОК

*THE GAS INDUSTRY HAS BECOME AN INTEGRAL PART OF THE WORLD ECONOMY BECAUSE GAS IS USED BOTH IN DOMESTIC MATTERS AND IN INDUSTRY AND MANUFACTURING. IN RECENT YEARS, THIS TRUTH HAS BEEN ATTEMPTED TO BE CHALLENGED AT VARIOUS LEVELS. THE ARTICLE IDENTIFIES THE MAIN STRUCTURAL CHANGES IN THE EU AND RUSSIAN GAS MARKET, THE MAIN INDICATORS CHARACTERIZING THE INDUSTRY IN 2023-2024 ARE COMPARED WITH THE PRE-CRISIS YEAR 2021, IN WHICH THE ENERGY MARKET HAS LARGELY RECOVERED FROM THE COVID-19 PANDEMIC. THE ARTICLE ALSO LISTS POSSIBLE STRUCTURAL CHANGES IN THE MARKET IN THE MEDIUM TERM, BASED ON EXISTING ASSUMPTIONS*

Ключевые слова: энергетический рынок, энергетическая безопасность, газовая отрасль, ЕС, СПГ, промышленный сектор, газохимия, поставки газа, транзит через Украину, перспективы развития газовой отрасли, прогноз, сценарии развития.

**Ремизов Алексей Евгеньевич**  
начальник центра, к.т.н.

**Ткач Владимир Сергеевич**  
начальник лаборатории

**Пузанов Александр Сергеевич**  
научный сотрудник

**Петличенко Андрей Васильевич**  
специалист 1 категории

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В конце 2024 г. истекает договор о транзите российского газа в Европу через территорию Украины. В данной статье предпринята попытка предположить, смогут ли стороны заключить новый контракт и нужен ли он, кроме того, даются предположения о возможных структурных изменениях мирового газового рынка после 2027 г., а также дается прогноз по развитию альтернативных путей монетизации российского газа, включая развитие СПГ- и газохимических производств на территории РФ.

В работе используются коэффициенты перевода: для конвертации из СПГ в млн тонн в млрд м<sup>3</sup> природного газа используется коэффициент 0,735 [1], а для перевода из ТВт·ч в млрд м<sup>3</sup> природного газа

используется коэффициент 0,1 [1]. Также применены инструменты корреляционного анализа с использованием шкалы: 0 нет связи, 0–0,3 слабая связь, 0,3–0,7 средняя связь, 0,7–1 сильная связь.

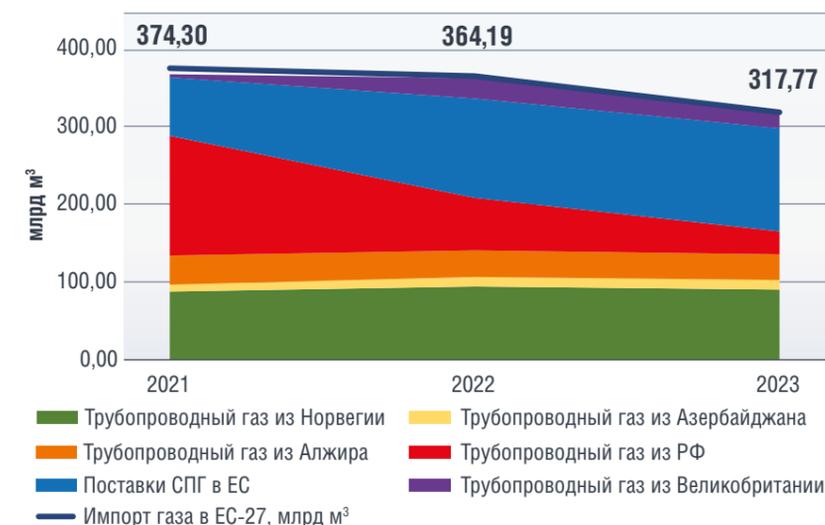
## Основные показатели рынка ЕС в 2021–2024 гг.

Процесс снижения зависимости от российского газа был запущен задолго до текущего кризиса и нашел свое отражение в национальных программах энергоперехода, в которых в каждой из 27 стран присутствует раздел «энергетическая независимость». Таким образом, основные технологические приоритеты развития европейской энергетики были заданы при написании национальных программ



УДК 33

РИСУНОК 1. Совокупный импорт газа в страны ЕС



еще в 2017–2019 гг., а инициатива REPowerEU [2] лишь ускорила внедрение и развитие новых технологий в долгосрочной перспективе и вызвала рост потребления «грязных» энергоресурсов в краткосрочной перспективе. Так, в октябре 2023 г. в Германии был одобрен ввод в эксплуатацию резервных электростанций, работающих на буром угле, отмечается что данный шаг был сделан чтобы заменить дефицитный природный газ зимой 2023–2024 гг. и избежать дефицита энергии [3].

В марте 2022 г. Еврокомиссия, оценивая результаты первого квартала, заявила о возможности сокращения импорта российского газа до конца 2022 г. на 2/3 и о полном отказе от него после 2023 г. Тем не менее, по состоянию

на 01.01.2024 г., страны ЕС продолжают импортировать российский газ в достаточно большом объеме. Так, поставки трубопроводного газа (без учета СПГ) из РФ в январе 2024 г. составили 11,28% (2,66 млрд м³) от общего импорта газа в ЕС. Реализация REPowerEU может позволить к 2030 г. сократить поставки газа из РФ, а с учетом диверсификации маршрутов поставок газа страны ЕС смогли бы отказаться от 184 млрд м³/год природного газа, что с запасом перекрывает российские объемы поставок.

Однако за 2022–2023 гг. совокупный импорт газа в страны ЕС упал на 46,42 млрд м³ (рисунок 1), а совокупные выпавшие объемы трубопроводного газа из РФ на 01.01.2024 г.

составляют 124,1 млрд м³ (общий объем поставок из РФ в 2021 г. составлял 153 млрд м³), поэтому можно утверждать, что к началу 2024 г. основные претенденты на замещение российского газа Норвегия, Азербайджан и Алжир не смогли резко увеличить поставки газа в ЕС (рисунок 2).

Значительно увеличились (в 4,5 раза) поставки газа в ЕС из Великобритании, но в абсолютных значениях поставки выросли с 4 до 17,95 млрд м³ в год, что смогло скомпенсировать только 11,20% от выбывших объемов. В основном потребность ЕС в природном газе была закрыта посредством поставок СПГ. Так, поставки в 2023 г. относительно 2021 г. увеличились с 74,97 до 132,32 млрд м³, т.е. на 41,64% (рисунок 2). Также необходимо отметить, что в январе 2024 г. данный вид поставок составляет 40,68% (9,536 млрд м³) от суммарных поставок газа, которые составили 23,44 млрд м³.

## Текущее состояние рынка СПГ и прогноз на ближне- и среднесрочную перспективу

Как показывают данные 2024 г., замещение российского газа с помощью СПГ в значительной степени достигло своего предела (рисунок 3) – за последние несколько месяцев объем СПГ, привозимый на рынок ЕС, не увеличился, также за два года почти не увеличились поставки из Алжира, Норвегии и Азербайджана (рисунок 1). Резкого роста объема

РИСУНОК 2. Импорт газа в страны ЕС в 2021–2024 гг. по странам и изменение отношения поставок газа

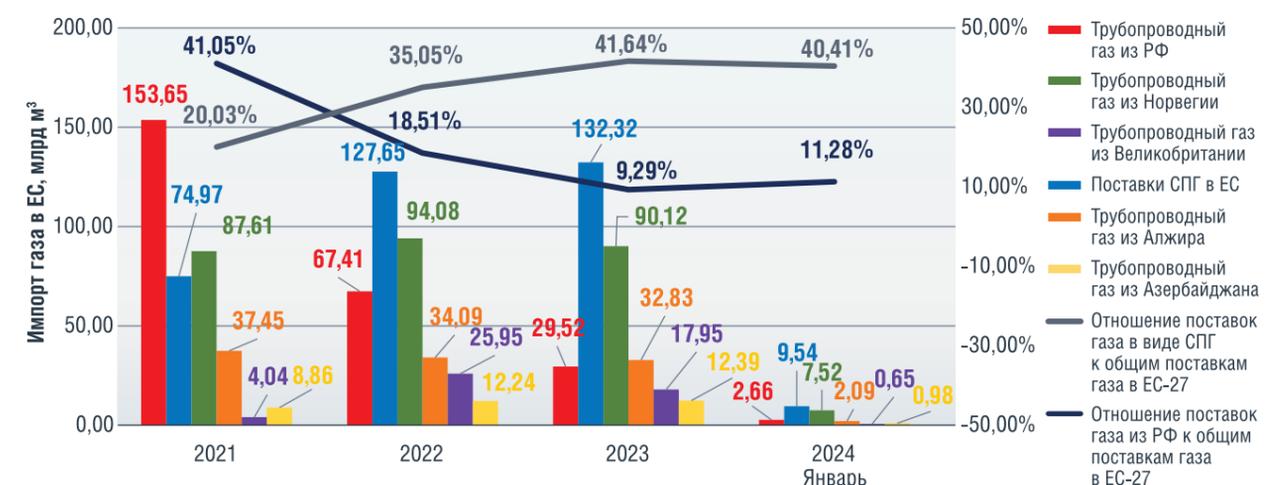
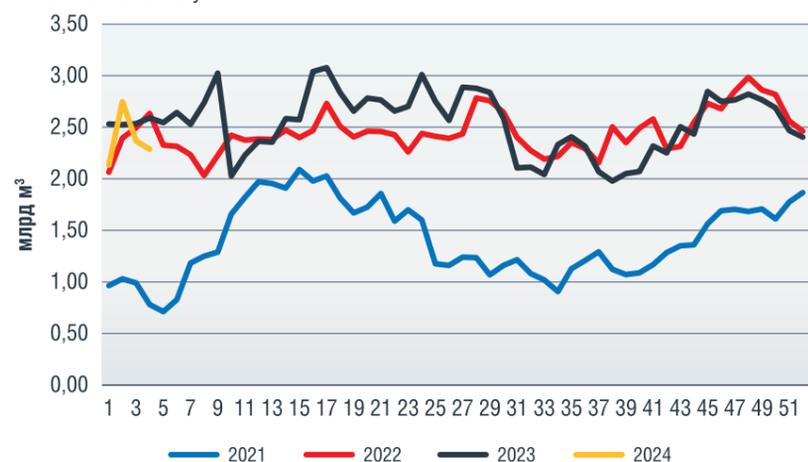


РИСУНОК 3. Совокупные поставки СПГ в 2021–2024 гг.



поставок СПГ следует ожидать после 2025 г., когда будут введены новые мощности по сжижению и регазификации газа.

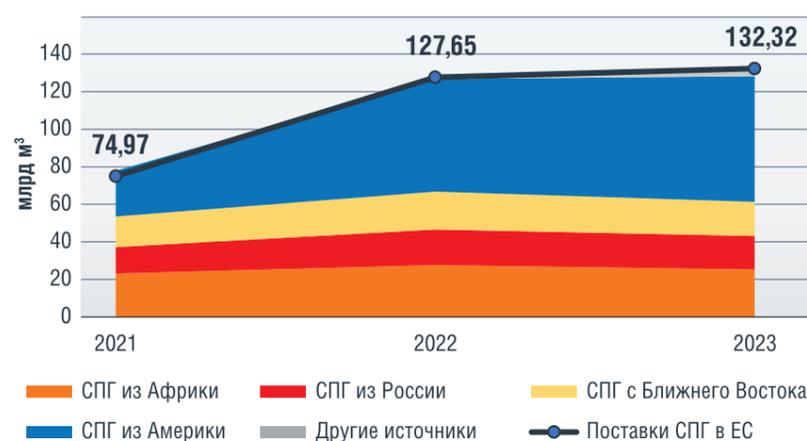
Совокупному росту поставок СПГ в Европу в 2022 г. способствовало сокращение импорта в другие регионы, в основном в Азию, где поставки снизились на 8%, до 252 млн тонн (342,86 млрд м³), относительно 2021 г. Сокращение китайского импорта СПГ на 20% (с 79,3 млн тонн в 2021 г. до 63,3 млн тонн) объясняется ростом трубопроводных поставок, ростом добычи на территории КНР и снижением внутреннего спроса, связанного с пандемией [4]. Другие же азиатские страны, такие как Индия, Пакистан и Бангладеш, столкнулись с нехваткой газа из-за отсутствия импорта по газопроводам, снижения внутренней добычи и высоких цен на СПГ. Так, импорт СПГ в Индию упал на 5,44 млрд м³ (-17%), в Пакистан на 1,77 млрд м³ (-16%) и в Бангладеш 0,95 (13,1%) млрд м³. Ценовая нестабильность не позволила начать поставки СПГ на Филиппины и во Вьетнам [5].

Единственной страной, значительно увеличившей поставки газа в 2021–2023 гг. (рисунок 4), является США (на текущий момент 69% СПГ из США транспортируется в Европу, 24% в Азию, 6% в др. страны континентальной Америки) [5]. Объем экспортируемого из Америки (США, Тринидад и Тобаго) в ЕС СПГ вырос почти в три раза с 24,33 до 66,87 млрд м³ (что позволило компенсировать 34,2% вышедших объемов трубопроводного газа из РФ). Рост производства получен за счет ввода шестой очереди СПГ-завода Sabine Pass и началу

работы СПГ-завода Calcasieu Pass [5]. Интересным фактом является то, что США резко нарастили поставки в Европу в январе 2022 г. (в 1,76 раза относительно декабря 2021 г. – с 2,55 до 4,51 млрд м³), т.е. до начала февральских событий. По данным Wall Street Journal, это было связано с попытками ЕС и Вашингтона найти альтернативу топливу из России. Для этого представители администрации президента США Д. Байдена провели переговоры с чиновниками по всему миру о перенаправлении купленного СПГ в Европу [6].

При составлении прогнозов следует учитывать и то, что до 2025 г. на рынке не появится новых объемов СПГ (рисунок 5). В целом в конце 2023 г. по всему миру в предпроектном состоянии находятся заводы по сжижению СПГ общей мощностью 997,1 млн тонн в год (что в два раза превышает значение действующих мощностей на конец 2022 г. – 476,5 млн тонн), причем

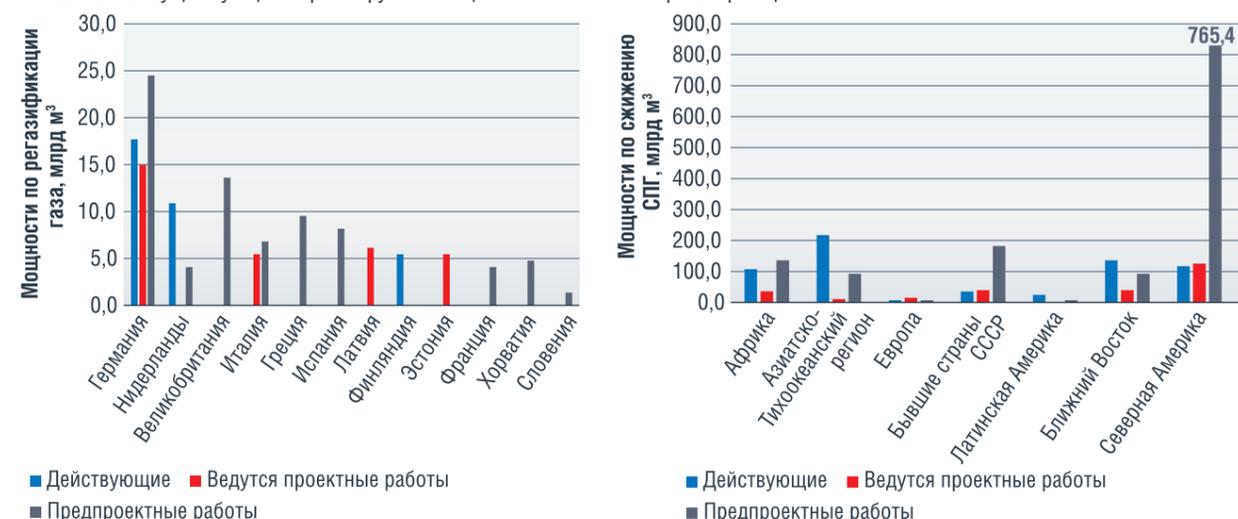
РИСУНОК 4. Направления поставок СПГ из различных регионов в ЕС



333 млн тонн (~453,06 млрд м³) приходится на США (33% от объема новых мощностей), 229,6 млн тонн (~312,38 млрд м³) на Канаду (23% от объема новых мощностей) и 137 млн тонн (~186,39 млрд м³) на РФ (~14% от объема новых мощностей), предусматриваются предпроектные работы в Катаре [7]. Особенно актуальным вопрос ввода новых мощностей в США стал после 27.01.2024 г., когда администрация президента США приостановила рассмотрение новых лицензий на экспорт сжиженного природного газа [8], однако данное решение не повлияет на 10 уже одобренных проектов, в также не коснется уже имеющихся контрактов. Можно предположить, что это политический ход в рамках предвыборной гонки, поэтому одобрение новых лицензий на экспорт СПГ из США возобновится только после выборов президента в ноябре 2024 г. [9].

На рисунке 6 показан импорт газа в ЕС с учетом российского СПГ и трубопроводных поставок из РФ [10]. Так, в 2021 г. Россия поставляла на рынок ЕС около 45% потребляемого природного газа, поставки из Америки (США, Тринидад и Тобаго) составляли 7%, а все остальные страны в совокупности отправляли 48%. На конец 2023 г. доля РФ составляет 15% (совокупный объем поставок составил 47,32 млрд м³), доля Америки (США, Тринидад и Тобаго) составляет 22% (66,87 млрд м³), а все остальные страны поставляют 63%. Дальнейшее снижение импорта из России теперь может быть обеспечено только за счет сокращения спроса на газ в ЕС. В целом, для полной компенсации российского импорта потребуются

РИСУНОК 5. Существующие и проектируемые мощности по сжижению и регазификации СПГ



общее сокращение спроса на газ примерно еще на 15% по сравнению со средним спросом в 2019–2021 гг. [11].

Изменения в структуре рынка, вызванные увеличением объемов поставок СПГ и отказом от трубопроводного транспорта, значительно отразились на динамике ценообразования газа на европейском рынке. Так, до 2021 г. стоимость газа напрямую зависела от наполненности газовых хранилищ в ЕС и имела сезонный характер, это объясняется тем, что существовали долгосрочные контракты на поставку газа. Поставки СПГ не оказывали существенного влияния на стоимость газа, рост цен в основном приходился на начало и конец года, когда хранилища газа пустели (рисунок 7).

РИСУНОК 6. Фактическая доля экспорта из РФ с учетом СПГ в 2021–2023 гг.

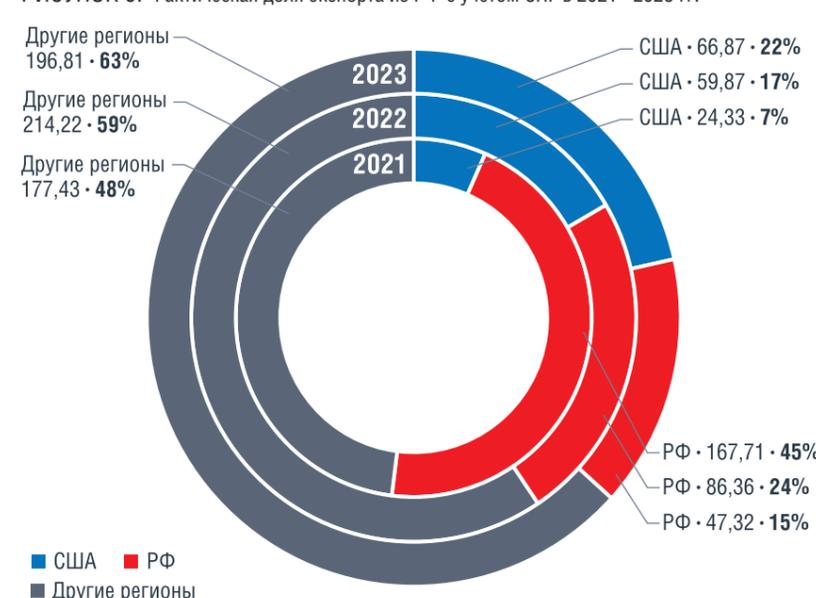


РИСУНОК 7. Динамика цен в 2021 г.

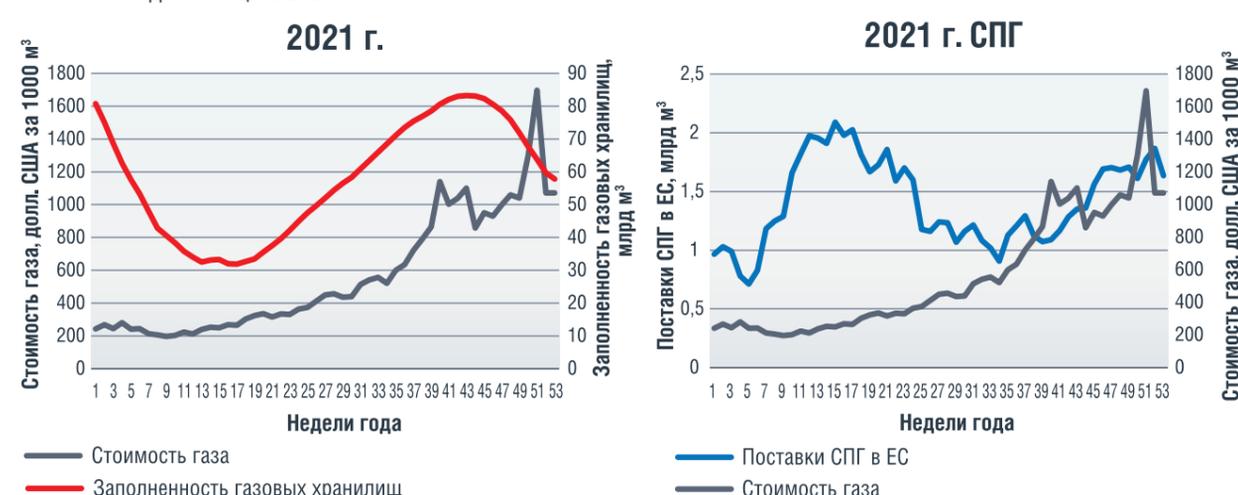
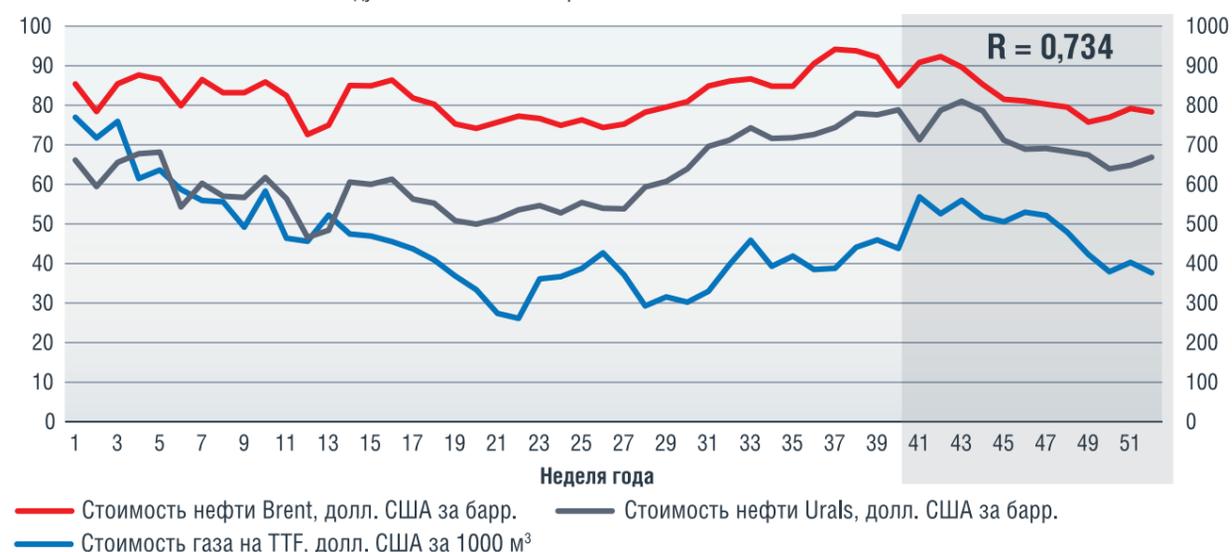


РИСУНОК 8. Динамика цен в 2023 г.



РИСУНОК 9. Взаимозависимость между стоимостью газа и нефти в 2023 г.



На рубеже 2020–2021 гг. средняя стоимость газа составляла 141,27 долл. США за м³ газа и 274,51 долл. США за м³ газа, что соответствует средним допандемийным значениям.

Однако, после событий 2022 г. Европа ускорила национальные проекты по «энергетической независимости», которые заключаются в диверсификации потоков энергоресурсов, а также в отказе от Российского газа. Одним из основных направлений диверсификации энергоресурсов являлось увеличение доли СПГ в общем объеме поставок газа, однако это решение привело к увеличению стоимости газа в 2023 г. относительно уровня 2018–2019 гг. и первой половины 2021 г. Помимо этого, во второй половине 2023 г. стала явно прослеживаться связь между

стоимостью газа и объемом импорта СПГ – корреляция составила R = 0,712 в последней четверти 2023 г. (рисунок 8), что позволяет сделать вывод об устойчивой зависимости между показателями.

В результате увеличения доли СПГ стоимость газа в 2023 г. выросла в 3,26 раза относительно второй половины 2020 г. и в 1,68 раза относительно первой половины 2021 г. (с 141,27 и 274,51 до 460,07 долл. США), примечательным также является то, что динамика цен на газ на TTF во второй половине 2023 г. повторяет поведение динамики цен на нефть – корреляция составила 0,734 в последней четверти 2023 г. (рисунок 9), хотя на текущий момент газ не привязан к стоимости нефти. Этот факт говорит о нормализации рынка, а также

о потенциальной возможности стран-участниц ОПЕК влиять на цены на газ в ЕС.

Несмотря на то что цены газа на TTF снизились в 2023 г. относительно 2022 г., они все еще в 2,7 раза выше среднегодового показателя 2019 г. (168,88 долл. США за 1000 м³), и в 1,7 раза выше показателя 2018 г. (270,55 долл. США за 1000 м³). Высокие цены на энергоносители в Европе обусловлены чрезвычайно жестким балансом спроса и предложения на СПГ-рынках. Объем импорта СПГ максимален в текущих условиях, рост поставок может осуществляться только за счет перенаправления объемов с других рынков, что приводит к росту цен. Рост объема поставок и последующие снижение цен возможны только после постройки новых мощностей.

ТАБЛИЦА 1. Потребление природного газа по странам и секторам экономики

	Суммарное изменение	Выработка электроэнергии	Индустриальный сектор	Жилищный сектор
Австрия	-20,00%	-33,00%	-16,00%	-16,00%
Бельгия	-20,00%	-31,00%	-18,00%	-16,00%
Болгария	-19,00%	-9,00%	-21,00%	-21,00%
Чехия	-23,00%	-41,00%	-20,00%	-20,00%
Германия	-19,00%	-10,00%	-22,00%	-18,00%
Дания	-24,00%	-18,00%	-25,00%	-25,00%
Эстония	-31,00%	н.д.	-32,00%	-32,00%
Испания	-13,00%	-17,00%	-11,00%	-11,00%
Финляндия	-36,00%	-58,00%	-26,00%	-26,00%
Франция	-19,00%	-16,00%	-20,00%	-19,00%
Греция	-20,00%	-19,00%	-21,00%	-21,00%
Хорватия	-13,00%	35,00%	-23,00%	-23,00%
Венгрия	-21,00%	-18,00%	-5,00%	-23,00%
Ирландия	-7,00%	-4,00%	-12,00%	-15,00%
Италия	-17,00%	-17,00%	-16,00%	-16,00%
Литва	-33,00%	-44,00%	-32,00%	-32,00%
Люксембург	-31,00%	-63,00%	-39,00%	-23,00%
Латвия	-37,00%	-37,00%	-38,00%	-38,00%
Нидерланды	-27,00%	-32,00%	-28,00%	-23,00%
Польша	-11,00%	4,00%	-13,00%	-13,00%
Португалия	-27,00%	-36,00%	-23,00%	-15,00%
Румыния	-21,00%	-7,00%	-24,00%	-24,00%
Швеция	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Словения	-11,00%	-7,00%	-11,00%	-11,00%
Словакия	-19,00%	-38,00%	-16,00%	-16,00%
<b>EU27</b>	<b>-19,00%</b>	<b>-19,00%</b>	<b>-19,00%</b>	<b>-19,00%</b>

### Потребление газа в ЕС

До тех пор, пока в ЕС не будет перестроена энергетическая система и не закончится строительство новых мощностей по приему СПГ, цены на газ будут сохраняться на достаточно высоком уровне и тенденция сокращения спроса на газ сохранится. Это снижение привело к снижению выработки электроэнергии с помощью газа и уменьшению потребления газа в промышленном секторе.

Так, за период с января по ноябрь 2023 г. потребление природного газа по странам и секторам экономики значительно изменилось относительно средних значений 2019–2021 гг. (таблица 1)

Как видно из таблицы 1 – поставленные ЕК цели по снижению потребления на 15% были выполнены, однако если в жилищном секторе и в секторе выработки электроэнергии газ можно заменить на другие источники энергии (ВИЭ, уголь и др.), то с промышленным сектором все значительно сложнее, так как газ является сырьем для производства значительной номенклатуры газохимических товаров, а также он используется в процессах, где необходимы высокие температуры, которые невозможно достичь другими энергоносителями. Высокие цены на газ оказали существенное влияние на сектора промышленности ЕС:

- Тяжелая промышленность (Единственный производитель алюминия в Словакии компания Slovaco закрыла свои заводы после 70 лет работы; компания Ferroglobe, крупнейший западный производитель ферросплавов, сообщает в годовом финансовом отчете о снижении выручки на 36%, Tata Steel закрывает производство в Великобритании).
- Газохимия (Lanxess (Германия) продает завод по производству полиуретана, Indorama Ventures останавливает производство ПЭТ в Португалии, Ineos – производство ПЭТ в Бельгии, Trinseo – производство стирола в Нидерландах, Celanese – производство нейлоновых материалов в Германии, Sabc – производство поликарбоната. Упала прибыль компаний BASF, Celanese, Chemours, Covestro, Dow, DuPont, Eastman Chemical, Huntsman, Lanxess, LyondellBasell Industries, Solvay, Trinseo).
- Газопереработка (в феврале 2023 г. BASF объявила о том, что к концу 2024 г. закроет в Германии заводы по производству аммиака, а также капролактама и толуиленизоцианата; норвежская Yara сократила производства аммиака, а ее выручка упала на 35%; CF закрывает завод по производству аммиака в Великобритании).
- Стекольная промышленность (производство Cerva Bohemia в Чехии полностью закрылось после 230 лет работы).

На фоне сокращения производства появляются заявления от высокопоставленных лиц. Так, министр финансов Германии К. Линднер сделал заявление о том, что Германия более «не конкурентоспособна», а Reuters заявляет о том, что в 2024 г. ВВП Германии уменьшится на 0,5% от текущего значения из-за бюджетного кризиса [12].

### Перспективы российского экспорта СПГ в ЕС

Для того чтобы уровень промышленного производства ЕС вернулся к докризисным показателям, необходимо снижение цен на газ, а единственный имеющийся резерв –

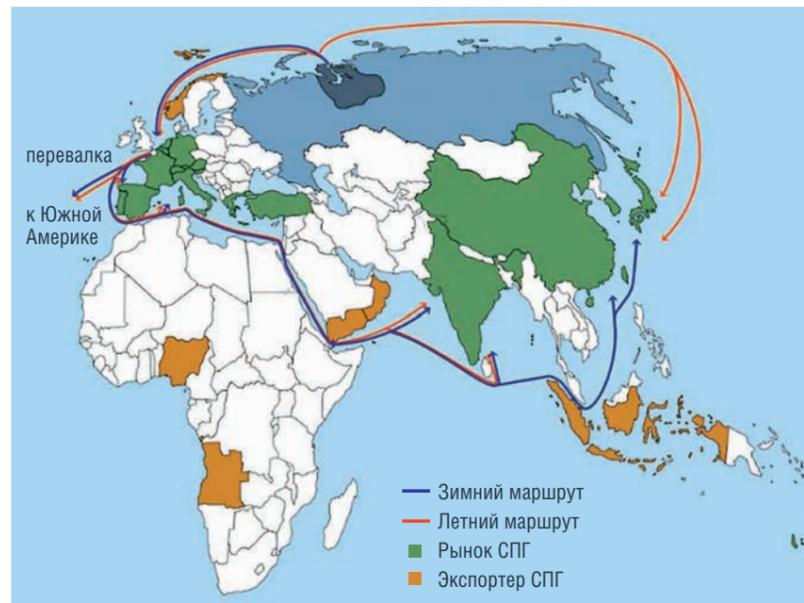
неиспользуемые возможности российского трубопроводного экспорта на европейском направлении. Однако с учетом принятых стратегических программ данный резерв вряд ли будет использоваться, и ставка будет делаться на СПГ-рынок. Поэтому, пока рынок СПГ не станет менее «напряженным», страны ЕС будут закупать российский СПГ. Тем не менее в текущей геополитической ситуации ЕС ставит перед собой задачу полностью отказаться от импорта российского ископаемого топлива к 2027 г. Экспорт российского СПГ может быть осложнен следующими факторами:

- ограничение доступа к Европейским портам и на фрахт судов;
- логистические ограничения – недоступность СМП в зимние месяцы приводит к необходимости газа в Азию вокруг Европы, а этот маршрут может быть осложнен ограничениями на проход судов (как пример – перекрытие Суэцкого канала из соображений безопасности);
- создание механизмов, ограничивающих и регламентирующих торговлю российским СПГ (по аналогии с механизмами, примененными для ограничения торговли российской нефтью).

С целью реализации поставленной задачи в марте 2023 г. ЕС заявил, что приступил к разработке механизма, который позволит странам-членам блокировать импорт российского СПГ [13].

Предполагается, что этот координационный механизм обеспечит возможность расторжения долгосрочных контрактов, а также позволит распределять объемы в наиболее нуждающиеся регионы. Скорее всего, данный механизм будет реализован с помощью предоставления странам ЕС разрешения блокировать российские компании при бронировании инфраструктуры для импорта СПГ [14]. Данное решение особенно важно, так как на текущий момент наибольшая доля российского СПГ импортируется через испанские порты, а остальные объемы в основном принимают порты Бельгии, Нидерландов и

РИСУНОК 10. Транспортировка СПГ с терминала Ямал покупателям



Франции. Перевалка через эти порты связана с особенностями торговых маршрутов, по которому должен следовать российский СПГ-перевозчик.

В летние месяцы суда следуют на восток, однако зимой, когда спрос на СПГ обычно выше, проход через Северный морской путь затруднен. Перевозчикам при поставках СПГ в Азию приходится отправляться по значительно более длинному маршруту через Суэцкий канал, что приводит к более высоким затратам. Этот маршрут также предполагает перевалку через терминалы в ЕС, в первую очередь Зебрюгге в Бельгии (рисунок 10) и французский терминал Монтуарде-Бретань. Эти маршруты важны для поступления газа с Ямалских месторождений на мировые рынки, особенно в зимние месяцы.

Помимо координационного механизма, ЕС может рассмотреть возможность введения временного налога или ограничения цен на грузы, использующие такие перевалочные комплексы. Данная стратегия может быть расширена до полного ограничения торговли российским СПГ с третьими странами (аналогично санкциям на морские перевозки нефти). Это возможно, так как страны ЕС и G7 могут повлиять на доступность газозовозов, а также могут влиять на страхование морских перевозок.

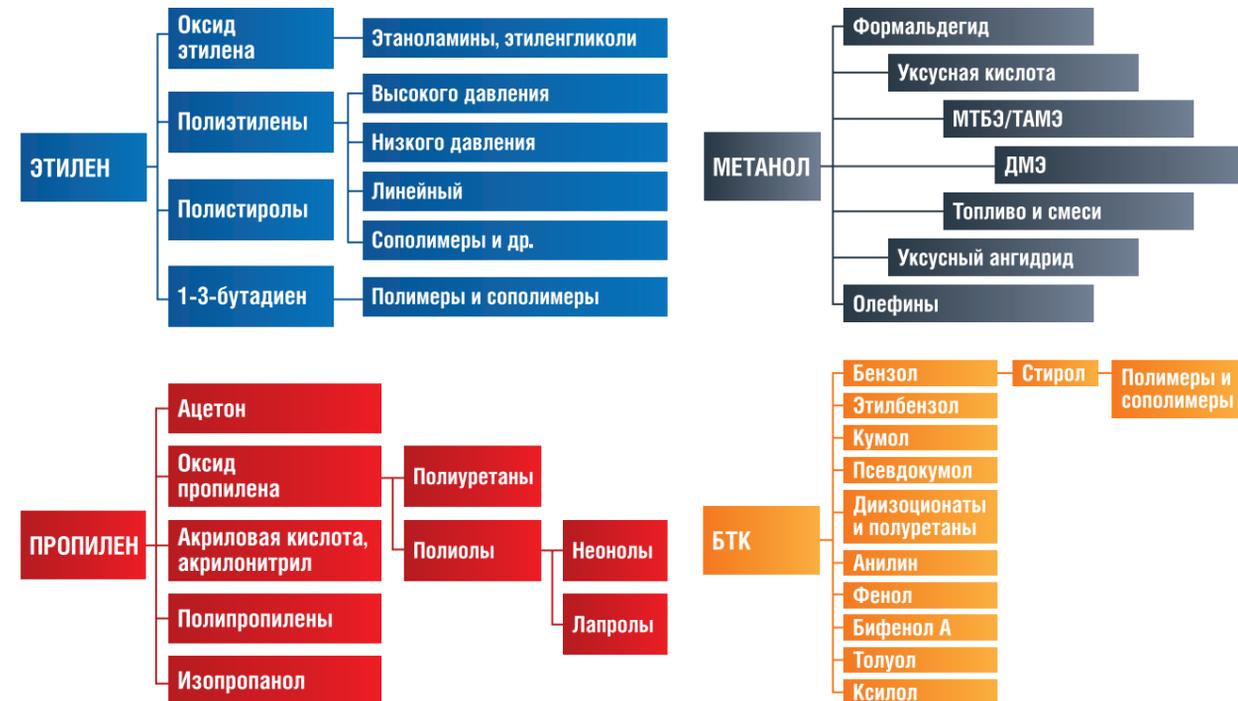
После 2027 г. весьма вероятен сценарий, по которому ЕС будет закупать СПГ у США и Катара, а

«освободившийся» российский газ отправится в страны АТР. Однако переориентация на другие рынки, в том числе Юго-Восточной Азии, потребует времени и, возможно, дисконта к цене.

### Перспективы транзитных поставок в ЕС через Украину после 2024 г.

После двух лет с выхода программы PowerEU Европа продолжает работать над проектом отказа от российского природного газа, несмотря на снижение конкурентоспособности промышленности и других факторов, что подтверждается заявлением европейского комиссара К. Симсона по вопросам энергетики: «ЕС не заинтересован в продлении украинского газа из РФ». В то же время США пытаются забрать как можно большую часть газового рынка Европы. Поэтому существует вероятность, что США введут санкции против «Газпрома» и Украина будет ссылаться на необходимость им следовать, либо сам Киев введет санкции против «Газпрома» и заявит, что больше не может иметь дело с российской компанией. Транзит газа может быть продлен после 2024 г. только если заинтересованные страны (Словакия, Австрия, Италия и Венгрия – текущий объем транзита 42 млн м³ в сутки) будут арендовать мощности украинской ГТС. Однако по состоянию на январь

РИСУНОК 11. Крупнотоннажная газохимия первого передела



2024 г. украинская сторона не получала официальных запросов по транспортировке природного газа в 2025 г. от словацкой стороны, несмотря на январское заявление премьер-министра Словакии Р. Фицо, о достижении предварительной договоренности о продолжении транзита газа из РФ через территорию Украины.

### Изменения на российском рынке газа

Существует вероятность, что после 2024 г. России будет необходимо рассматривать новые маршруты поставок газа, который ранее перекачивался через Украину. Данный вопрос становится еще более актуальным, так как в период 2022–2023 гг. добыча газа в РФ стабильно снижалась. Так, в 2022 г. сокращение добычи составило 12%, до 671 млрд м³ газа, а по заявлению вице-премьера Александра Новака по итогам 2023 г. добыча сократилась еще на 5,5%, до 636,7 млрд м³ [15].

Существующий тренд на снижение экспортных поставок вынуждает перейти к увеличению внутреннего потребления газовых ресурсов, направляя продукты газодобывающих предприятий на газохимические и нефтехимические мощности, а также ускорить

газификацию отдаленных регионов РФ. Необходимо расширение производства продуктов газохимии, повышение объемов извлечения ценных компонентов из газа и увеличение производства продуктов более глубокой степени переработки, а также увеличение загрузки перерабатывающих мощностей. В ближайшем будущем намечается создание новых производств по переработке газа. Так, стратегическими приоритетами ПАО «Газпром» в области переработки в ближайшей перспективе являются:

- создание новых газоперерабатывающих мощностей для освоения ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока;
- переработка и транспортировка перспективных объемов жидкого углеводородного сырья месторождений Западной Сибири, полуострова Ямал и прилегающего континентального шельфа Карского моря;
- переработка этансодержащего газа месторождений Западной Сибири;
- наращивание производства СПГ [16].

Развитие проектов газпереработки (в первую очередь СПГ), газохимии (метана, этана и пропана)

(рисунок 11) с учетом ограничений в доступности ведущих западных лицензиаров потребует развития отечественных технологий и оборудования.

Так, в частности, для крупнотоннажных СПГ-проектов потребуется разработка отечественного компрессорного оборудования высокой мощности, жидкостных турбодетандеров.

В отношении проектов по производству метанола потребуются разработка оборудования блока получения синтез-газа, катализаторов, аммиака – высокопроизводительного компрессора водорода, катализаторов и сорбентов, карбамида – разработка и внедрение высокопроизводительного компрессора.

В проектах производства этилена потребуются разработка технологии получения этилена методом пиролиза с соответствующим оборудованием, пропилена – разработка катализаторов, реакторов.

В связи с возможными выпадающими объемами производства малотоннажной химии в ЕС особенно перспективными выглядят проекты по мало- и среднетоннажной химии (третий и дальнейшие переделы),

обладающие высокой добавленной стоимостью, из продукции аммиака и этилена.

Для ускорения развития газохимии можно перенимать положительный опыт зарубежных стран. Так, в ОАЭ при использовании недр на основе концессионных контрактов по достижению объемов добычи в 100 тыс. барр. в день концессионер должен предусмотреть возможность налаживания одного из следующих производств:

- 1) производство метанола на экспорт,
- 2) производство и экспорт сжиженного нефтяного газа,
- 3) производство азотных удобрений,
- 4) десульфуризация (очищение от серы) нефти,
- 5) производство и экспорт сжиженного природного газа [17].

Газовая отрасль стала неотъемлемой частью мировой экономики ввиду того, что газ используется как в бытовых вопросах, так и в промышленности и производстве.

## Заключение

Структурные изменения газового рынка Европы привели к изменениям в мировой экономике. На фоне снижения поставок газа на рынок в ЕС потребление сократилось на 19%, а также на фоне роста цен снизилась рентабельность производства. Главным бенефициаром сложившейся ситуации являются США, так как для них открывается возможность продавать газ на европейский рынок по высоким ценам. Тем не менее в сложившейся парадигме мы можем рассмотреть некоторые варианты развития.

## Европейский рынок

Замещение российского газа с помощью СПГ до 2025 г. в значительной степени достигло своего предела. Дальнейшее снижение импорта из России теперь может быть обеспечено только за счет сокращения спроса на газ в ЕС. Несмотря на масштабные глобальные инвестиции в производство СПГ, большая часть новых мощностей будет введена не ранее 2025 г.

После нормализации цен на газ в 2023 г. можно сделать

предположение, что Европа преодолела газовый кризис, но оказалась в новой реальности с новыми проблемами:

- Наличие необходимой инфраструктуры без соответствующих долгосрочных обязательств не будет гарантировать безопасность поставок, так как Европа будет находиться в постоянной борьбе за поставки СПГ с другими потребителями СПГ [18];
- Цены на газ и на нефть как основные энергоресурсы будут более тесно связаны.

## Сценарии развития энергетического рынка

### Вероятный для Европы

- Энергоемкие промышленные потребители, особенно в отраслях с непрерывным циклом производства, продолжают сворачивать свое присутствие в Европе, отдавая предпочтение регионам с более доступными поставками энергоносителей.
- Европа продолжит потреблять значительное количество химической продукции (красок, смол и др.), производимой нефтехимическими заводами, но из-за высоких цен на энергоносители будет происходить постепенное замещение местного производства импортным.
- Ценовая конъюнктура рынка будет находиться в хрупком состоянии, политические заявления и действия различных стран будут оказывать влияние на цены энергоносителей.
- Увеличение доли американского СПГ будет продвигаться не только за счет рыночных механизмов, но и с помощью административного ресурса.
- Контракт на транзит российского газа по газотранспортной системе Украины после 2024 г. вряд ли будет продлен.
- Дальнейшая перестройка европейского рынка требует значительных средств. Только для достижения целей плана REPowerEU требуются дополнительные инвестиции в размере 210 млрд евро в период до 2027 г. [19], а ввиду того, что Европа будет больше полагаться на ВИЭ, то ей

придется иметь дело с перебоями в производстве электроэнергии.

- Большинство редкоземельных металлов, необходимых для ВИЭ, добываются на территории Китая, поэтому уходя от одной зависимости, Европа может попасть в другую.
- Европейские производители солнечных панелей будут продолжать закрывать предприятия и сокращать персонал, так как не в состоянии конкурировать с китайскими компаниями (примером служит германская компания Solarwatt GmbH, которая уже сократила 10% персонала и может перенести производство за границу).

### Оптимистичный для Европы

- Производителям и покупателям газа нужен «здоровый рынок» и «здоровый спрос» [20], в связи с этим существует вероятность возобновления долгосрочных контрактов на поставки трубопроводного природного газа.
- Ввиду диверсификации поставок страны ЕС будут в менее уязвимом положении, так как новая система трансфера СПГ и газопроводы смогут удовлетворить спрос на топливо во многих странах и обеспечить энергетическую безопасность ЕС в случае внезапного прекращения поставок топлива.
- Реализация всех мер в реализации рамочных программ позволит отказать от использования газа в объеме 184 млрд м<sup>3</sup>/год, а это значит, что оставшегося импорта будет более чем достаточно для снабжения газом Европы в будущем, кроме того низкая себестоимость энергии ВИЭ позволит снизить затраты на электроэнергию, что даст конкурентные преимущества.
- Переход на возобновляемую энергетику позволит снизить экологические риски.

## Энергетический рынок РФ

Хотя экономическое бремя санкций и разрыв связей с ЕС будут вредить перспективам роста российской экономики в среднесрочной и долгосрочной перспективе, добавляясь к другим

негативным факторам, они не являются смертельными. Россия избежала макроэкономической и финансовой дестабилизации (чему способствовали высокие цены на УВ), минимизировала потери производства и сохранила ресурсы. Также, как и Европа, Россия оказалась в новых условиях, которые влекут за собой новые возможности и риски:

- Россия создала независимую платежную систему, активно занялась вопросами технологической независимости;
- Происходит развитие торговых отношений с глобальным Югом и Востоком;
- Будут развиваться собственные мощности по перевалке через внутренние порты, включая Мурманск;
- Развиваются проекты газопереработки (в первую очередь СПГ), газохимии (метана, этана и пропана).

## Сценарии развития энергетического рынка

### Вероятный для РФ

- России необходимо подготовиться к прекращению поставок СПГ в ЕС после 2027 г., а также к невозможности перевалки через порты Испании, Бельгии, Нидерландов и Франции. Как показывает практика последних лет, Россия, скорее всего, сможет перенаправить значительную часть поставок СПГ на новые рынки. В краткосрочной перспективе могут возникнуть трудности с поиском новых покупателей, особенно в зимние месяцы, в зависимости от ситуации с перевалкой в Европе. В конечном итоге на грузы СПГ найдутся новые покупатели, как это было показано на примере изменений в российской торговле нефтью. Однако введение предельных цен на доступ к перевалочным мощностям, судам и страхованию грузов, контролируемым ЕС или странами G7, увеличит трудности для России при изменении маршрута.
- После 2024 г. перед Россией может встать вопрос – куда перенаправлять дополнительные выбывшие объемы, которые сейчас транспортируются через Украину. Необходимо

отметить, что договор на поставки российского газа с Казахстаном и соглашение по поводу строительства еще одной ветки газопровода в Китай не подписаны и поэтому существует вероятность, что Китай и потребители Средней Азии будут требовать дополнительный дисконт на поставляемое топливо.

### Оптимистичный для РФ

- Ввиду того, что на начало 2024 г. Азия продолжает оставаться крупнейшим СПГ-рынком (65% от общей доли импортируемого СПГ в мире), необходимо прорабатывать возможность поставок газа в такие страны, как Пакистан и Бангладеш и др., которые ощутили недопоставку СПГ из-за высоких цен. Так как замещение только этих объемов (6 млн тонн в год, т.е. ~8,16 млрд м<sup>3</sup>), позволит увеличить экспорт СПГ из РФ на 18% по сравнению с уровнем 2022 г., когда экспорт из РФ составлял 33 млн тонн (44,90 млрд м<sup>3</sup>).
- Если в 2024 г. США (основной импортер СПГ в Европу) не зарекомендует себя как надежный поставщик СПГ, то страны ЕС будут больше импортировать СПГ из РФ. Тем более, что существует пример увеличения импорта во время санкций – Франция в 2023 г. увеличила импорт СПГ из РФ на 41%.
- В случае отслеживания изменений в газохимической отрасли в Европе, РФ может отслеживать выбывающие мощности по производству газохимии и заполнять их собственным производством (третий и дальнейшие переделы аммиака и этилена), так как данный товар будет значительно более конкурентоспособным. ●

### Литература

1. Approximate conversion factors, Statistical Review of World Energy <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-approximate-conversion-factors.pdf>.
2. REPowerEU Affordable, secure and sustainable energy for Europe [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en).
3. Germany approves bringing coal-fired power plants back online this winter [https://www.reuters.com/business/energy/germany-approves-](https://www.reuters.com/business/energy/germany-approves-bringing-coal-fired-power-plants-back-online-this-winter-2023-10-04/)

[bringing-coal-fired-power-plants-back-online-this-winter-2023-10-04/](https://www.reuters.com/business/energy/germany-approves-bringing-coal-fired-power-plants-back-online-this-winter-2023-10-04/).

4. China's reduced LNG appetite eased Europe gas crisis <https://www.reuters.com/markets/commodities/chinas-reduced-lng-appetite-eased-europe-gas-crisis-kemp-2023-02-14/>.
5. The LNG industry GIIGNL Annual Report <https://giignl.org/wp-content/uploads/2023/07/GIIGNL-2023-Annual-Report-July20.pdf>.
6. США второй месяц подряд удерживают звание крупнейшего экспортера СПГ в Европу <https://neftegaz.ru/news/spg-szhizhenny-prirodnny-gaz/723587-ssha-vtoroy-mesyats-podryad-uderzhivayut-zvanie-krupneyshego-eksportera-spg-v-evropu/?ysclid=lskz3x77t7069439>.
7. IGU 2023 world LNG report [https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2023/07/IGU-World-LNG-Report\\_2023\\_07.pdf](https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2023/07/IGU-World-LNG-Report_2023_07.pdf).
8. Biden Freezes Licenses to Export Gas, Imperiling Projects <https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-01-26/biden-freezes-approvals-to-export-gas-imperiling-major-projects>.
9. Д. Байден приостановил выдачу новых лицензий на экспорт СПГ <https://neftegaz.ru/news/spg-szhizhenny-prirodnny-gaz/814671-d-bayden-priostanovil-vydachu-novykh-litsenzij-na-eksport-spg/?ysclid=lsk2dstefp686724808>.
10. European natural gas imports <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>.
11. European Union demand reduction needs to cope with Russian gas cuts <https://www.bruegel.org/2022/07/european-union-demand-reduction-needs-to-cope-with-russian-gas-cuts>.
12. German GDP to contract 0.5% in 2024 due to budget crisis – IW [https://www.tradingview.com/news/reuters.com,2023:newsml\\_L1N3D80KJ:0-german-gdp-to-contract-0-5-in-2024-due-to-budget-crisis-iw/](https://www.tradingview.com/news/reuters.com,2023:newsml_L1N3D80KJ:0-german-gdp-to-contract-0-5-in-2024-due-to-budget-crisis-iw/).
13. EU Aims to Give Members Option to Block Russian LNG Imports <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-03-28/eu-aims-to-give-members-option-to-block-russian-lng-imports>.
14. Revision of the EU Gas Regulation In "A European Green Deal" <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/file-revised-regulatory-framework-for-competitive-decarbonised-gas-markets-2>.
15. Газ сжался <https://www.kommersant.ru/doc/6467610>.
16. Проблемы российской газовой отрасли <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/798477-problemy-rossiyskoy-gazovoy-otrasli/>.
17. Международный опыт регулирования недропользования <https://articlekz.com/article/7504?ysclid=isiouarq12599860994>.
18. Кризис кончился? Газ в Европе потерял свое прежнее значение для производства энергии <https://neftegaz.ru/news/finance/813457-krizis-konchilsya-gaz-v-evrope-poteryal-svoe-prezhee-znachenie-dlya-proizvodstva-energii/?ysclid=iroyiz3gv52353434>.
19. План на 300 млрд евро. ЕК представила доработанный план отказа от российских угля, нефти и газа <https://neftegaz.ru/news/gosreg/737832-plan-na-300-mlrd-evro-ek-predstavila-dorabotannyj-plan-otkaza-ot-rossiyskikh-uglya-nefti-i-gaza/?ysclid=iroyisqz775398621>.
20. Катар спрогнозировал дефицит газа в 2025-2030 гг. <https://www.interfax.ru/world/944799?ysclid=lsk3cf4x33628314431>.

**KEYWORDS:** energy market, energy security, gas industry, EU, LNG, industrial sector, gas chemistry, gas supplies, transit through Ukraine, gas industry development prospects, forecast, development scenarios.



# РАЗРАБОТКА ДИАФРАГМЕННОГО НАСОСА С НИТИНОВОЙ МЕМБРАНОЙ



**Корниенко Дмитрий Андреевич**

техник кафедры металлостроения и неметаллических материалов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина



**Дубинов Юрий Сергеевич**

доцент кафедры металлостроения и неметаллических материалов, к.т.н., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина



**Боков Георгий Таймуразович**

ассистент кафедры металлостроения и неметаллических материалов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ДИАФРАГМЕННЫЕ НАСОСЫ ШИРОКО ПРИМЕНЯЮТСЯ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ЭТО ОБУСЛОВЛЕНО РЯДОМ ПРЕИМУЩЕСТВ ДАННОГО ТИПА НАСОСОВ, ТАКИХ КАК ВОЗМОЖНОСТЬ ПЕРЕКАЧИВАНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ ЖИДКОСТЕЙ, ЖИДКОСТЕЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ АБРАЗИВНЫХ ЧАСТИЦ, А ТАКЖЕ ВОЗМОЖНОСТЬ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ МАЛЫХ ПОДАЧАХ. ОДНАКО ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДИАФРАГМЕННОГО НАСОСА ОГРАНИЧИВАЕТСЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ИСПОЛЬЗУЕМОГО ПРИВОДА (ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ И РЕДУКТОРА). АВТОРЫ РАССМАТРИВАЮТ КОНСТРУКЦИЮ ДИАФРАГМЕННОГО НАСОСА, ИСПОЛЬЗУЮЩЕГО МЕМБРАНУ, ИЗГОТОВЛЕННУЮ С ПРИМЕНЕНИЕМ НИТИНОЛА (НИКЕЛИДА ТИТАНА). ТЕХНОЛОГИЯ ПОЗВОЛЯЕТ ОТКАЗАТЬСЯ ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИВОДА, ТАК КАК МЕМБРАНА СОВЕРШАЕТ КОЛЕБАНИЯ ЗА СЧЕТ ЭФФЕКТА ПАМЯТИ ФОРМЫ НИТИНОВОЙ ПРОВОЛОКИ

*CURRENTLY, DIAPHRAGM PUMPS ARE WIDELY USED IN THE OIL AND GAS INDUSTRY. THIS IS DUE TO A NUMBER OF ADVANTAGES OF THIS TYPE OF PUMPS, SUCH AS THE ABILITY TO PUMP HIGHLY VISCOUS LIQUIDS, LIQUIDS WITH A HIGH CONTENT OF ABRASIVE PARTICLES, AS WELL AS THE POSSIBILITY OF ENERGY-EFFICIENT USE AT LOW FLOWS. HOWEVER, THE EFFICIENCY OF THE DIAPHRAGM PUMP IS LIMITED BY THE EFFICIENCY OF THE DRIVE USED (ELECTRIC MOTOR AND GEARBOX). IN THIS PAPER, THE AUTHORS CONSIDER THE DESIGN OF A DIAPHRAGM PUMP USING A MEMBRANE MADE USING NITINOL (TITANIUM NICKELIDE). THE TECHNOLOGY IN QUESTION MAKES IT POSSIBLE TO ABANDON THE USE OF THE DRIVE, SINCE THE MEMBRANE OSCILLATES DUE TO THE MEMORY EFFECT OF THE SHAPE OF THE NITINOL WIRE*

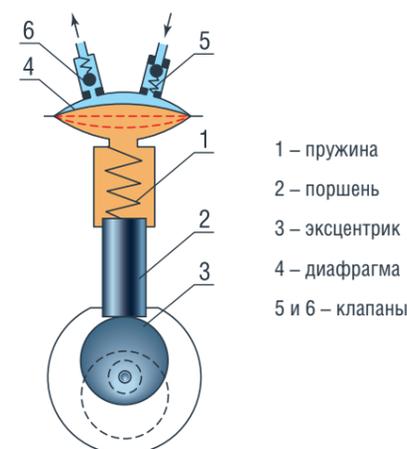
Ключевые слова: диафрагменный насос, мембранный насос, мембрана диафрагменного насоса, мембрана из никелида титана.

Согласно проведенным исследованиям [1], в настоящее время объем рынка диафрагменных (мембранных) насосов оценивается в 6,2 млрд долларов США и, по прогнозам, к 2030 году достигнет отметки в 8,88 млрд долларов США. Заинтересованность данным типом объемного насоса вызвана универсальностью установки, а именно гибкой рабочей характеристикой

насоса и широким диапазоном перекачиваемых жидкостей. В нефтегазовой отрасли диафрагменные насосы применяются в качестве: скважинных насосов для добычи нефти и газа (УЭДН), дозировочных насосов хим. реагента, транспортировочных насосов. Типовая схема диафрагменного насоса изображена на рисунке 1.

УДК 621.68

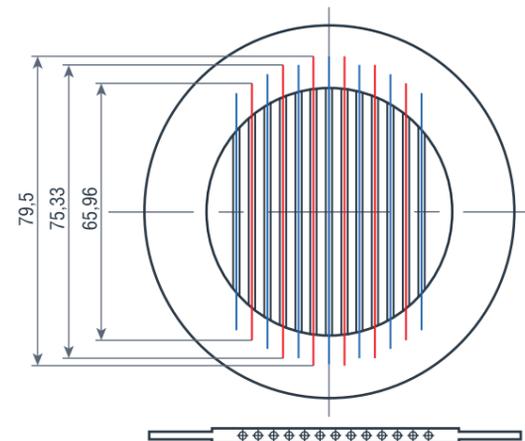
РИСУНОК 1. Типовая схема диафрагменного насоса [2]



Принцип работы диафрагменного насоса заключается в совершении мембраной возвратно-поступательных колебаний, возникающих благодаря приводу (механическому, гидравлическому или пневматическому). Колебания мембраны приводят к последовательному всасыванию и нагнетанию перекачиваемой жидкости или газа. Одной из проблем данного насоса является энергоэффективность используемого привода.

Авторами был разработан диафрагменный насос, использующий мембрану, представляющую из себя эластомер, внутри которого находится проволока из нитинола, чередующая направление изгиба. На рисунке 2 представлена мембрана разработанного насоса.

РИСУНОК 2. Мембрана разработанного насоса



Рабочий цикл диафрагменного насоса состоит из двух фаз: всасывание и нагнетание. Чередование фаз в данной конструкции происходит за счет подачи напряжения на определенные проволоки. На первый ряд проволок (синий) подается электричество, что приводит к смене формы у проволоки и диафрагма занимает положение всасывания, открывается всасывающий клапан, и продукт поступает в рабочую камеру, затем напряжение подается на второй ряд проволок (красный), что заставляет вернуть ее в иное положение, тем самым приводя в действие нагнетательный клапан. Частота циклов рассчитывается исходя из скорости закрытия и открытия клапанов, притом проволока из нитинола может выдержать до 10 миллионов циклов, что было установлено экспериментальным путем.

Данная конструкция имеет следующий ряд преимуществ:

- Потребляемая электрическая мощность измеряется потреблением мембраны;
- Не требуется проведение отдельного замера температуры мембраны (выполняется управляющим блоком по электрической мощности).

С целью проведения эмпирического исследования насоса с применением технологии FDM печати из PLA пластика был напечатан корпус насоса, представляющий из себя две полусферы, соединенных с помощью ответных фланцев (рис. 3).

РИСУНОК 3. Корпус разработанного насоса



С целью повышения герметичности и механических свойств корпуса, была выполнена пропитка полученных заготовок эпоксидной смолой ЭД-20 с отвердителем Этал-45М.

В соответствии разработанной методикой испытаний, перед проведением исследований непосредственно на насосе необходимо определить, какие характеристики имеет один виток нити никелида титана в составе мембраны.

Испытания проводились на прутках диаметром 0,75 мм и длиной 100 мм. При испытаниях измерялась сила, развиваемая проволокой в процессе выпрямления после нагрева, а также время, за которое происходит процесс выпрямления.

Замер силы производился весами III класса точности с поверочной ценой деления 5 г. Во время проведения эксперимента велась видеофиксация, по шкале времени определялось время.

Максимальное усилие составило 7,91 Н при перемещении 30 мм. Усредненные результаты измерений представлены в таблице 1.

Теоретическое давление насоса можно рассчитать по формуле [3]:

$$P = N \frac{4F}{\pi d^2}, \quad (1)$$

где  $F$  – усилие, развиваемое одной нитью;  $N$  – число нитей в мембране;  $d$  – диаметр мембраны.

Максимальный напор насоса рассчитывается по формуле [3]:

$$h = \frac{4F}{\rho \pi d^2}, \quad (2)$$

где  $F$  – усилие, развиваемое одной нитью;  $\rho$  – плотность перекачиваемой жидкости;  $d$  – диаметр мембраны.

ТАБЛИЦА 1. Результаты испытаний проволоки

Показания весов, г	Усилие, Н	Деформация, мм
0	0	0
124	1,22	3
218	2,14	6
332	3,26	9
451	4,42	12
567	5,56	15
639	6,27	18
710	6,97	21
745	7,31	24
776	7,61	27
806	7,91	30

В таблице 2 представлены результаты при средней плотности нефти  $\rho = 0,81 \text{ кг/м}^3$ , числе нитей  $N = 20$ .

Таким образом, кривая давления прямого хода мембраны представлена на рисунке 4.

Поддача насоса  $Q$  рассчитывается по формуле [3]:

$$Q = \vartheta \pi L^2 \left( R - \frac{L}{3} \right), \quad (3)$$

где  $\vartheta$  – частота циклов, (Гц);  $L$  – длина хода мембраны;  $R$  – радиус мембраны.

$$T = 2t = 2 \cdot 0,48 = 0,96 \text{ с}$$

$$\vartheta = \frac{1}{T} = \frac{1}{0,96} = 1,042 \text{ Гц}$$

$$Q = 1,042 \cdot 3,14 \cdot 0,03^2 \cdot \left( 0,075 - \frac{0,03}{3} \right) = 191 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q = 16,53 \text{ м}^3/\text{сут}$$

ТАБЛИЦА 2. Расчетные характеристики насоса

Деформация, мм	Показания весов, г	Усилие, Н	Давление, кПа	Напор, м
0	0	0,00	0,00	0
3	124	1,22	2,15	270,9
6	218	2,14	3,78	476,2
9	332	3,26	5,76	725,2
12	451	4,42	7,83	985,1
15	567	5,56	9,84	1238,5
18	639	6,27	11,09	1395,8
21	710	6,97	12,32	1550,9
24	745	7,31	12,93	1627,3
27	776	7,61	13,47	1695,0
30	806	7,91	13,99	1760,5

РИСУНОК 4. Зависимость давления от хода мембраны

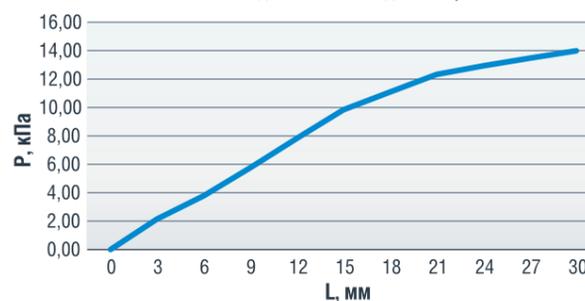
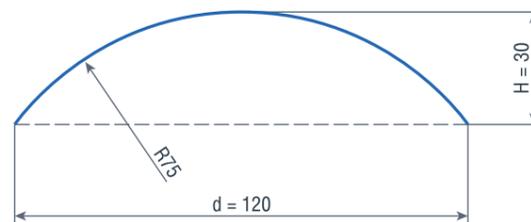


РИСУНОК 5. Изгиб плоской мембраны



Поддача насоса регулируется временем, затрачиваемым на один цикл (нагрев и охлаждение мембраны). Напор насоса зависит от количества и диаметра проволоки, а также рабочего напряжения и мощности источника питания. Скорость нагрева напрямую зависит от величины силы тока на мембране:

$$I = \frac{U}{R}, \quad (4)$$

где  $U$  – рабочее напряжение;  $R$  – сопротивление мембраны.

$$R = p \frac{L}{S}, \quad (5)$$

где  $L$  – длина проволоки;  $S$  – сечение проволоки;  $p$  – удельное сопротивление нитинола.

Сопротивление проволоки измерено мультиметром и равно 3,6 Ом. Напряжение выдается источником питания, испытания проводились при рабочем напряжении 12 В и 24 В. При таких параметрах мембраны потребляемая сила тока равна 3,33 А и 6,67 А соответственно. КПД насоса ( $\eta_n$ ) рассчитывается по формуле:

$$\eta_n = \frac{N_{\text{БП}}}{N_n}$$

$N_{\text{БП}}$  – мощность блока питания;  $N_n$  – мощность насоса. Также для корректной работы диафрагмы количество теплоты ( $Q$ ), выделяемое на проволоке в единицу времени, должно быть больше количества теплоты, отводимого с мембраны.

$$Q = I^2 R t$$

Отводимое количество теплоты зависит от теплопроводности материала мембраны и перекачиваемой среды, а также поддачи насоса. Стоит учитывать, что все параметры являются взаимозависимыми и изменение одного повлечет за собой изменение остальных. Поэтому необходимо найти баланс для оптимальных входных и выходных параметров насоса при различных режимах эксплуатации. В настоящий момент проводятся доработка разработанного насоса, а также лабораторные испытания. ●

**Литература**

1. SNS INSIDER. Diaphragm Pump Market Size, Share & Segmentation, By Mechanism – URL: <https://www.snsinsider.com/reports/diaphragm-pump-market-3283>.
2. Казак А.С., Росин И.И., Чичеров Л. Г. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти, М., 1973.
3. Ю.А. Сазонов, М.А. Франков, Д.Ю. Иванов. Расчет и проектирование объемного насоса, Москва 2017.
4. Лукьянова О.А., Дубинов Ю.С. Использование эффекта двойникового никелида титана при проектировании диафрагменных насосов // Тезисы докладов XII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». 12–14 февраля 2018 г. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018, с. 340.
5. Лукьянова О.А., Дубинов Ю.С., Таскаев С.В. Использование свойства двойникового при создании оборудования для нефтяной и газовой промышленности // Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ». 24–28 апреля 2017 г. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017 с. 198–200.

KEYWORDS: diaphragm pump, diaphragm pump membrane, titanium nickelide membrane.

# ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ на основе виброизолирующей компенсирующей системы

АВТОРЫ СТАТЬИ ПРЕДЛАГАЮТ СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ ВИБРОИЗОЛИРУЮЩЕЙ КОМПЕНСИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE PROPOSE A WAY TO INCREASE THE RELIABILITY OF PUMPING UNITS BASED ON THE DEVELOPMENT AND USE OF A VIBRATION-ISOLATING COMPENSATING SYSTEM

Ключевые слова: надежность, наработка на отказ, насосный агрегат, виброизолирующая компенсирующая система, сильфонный компенсатор.

**Шарнина Гульнара Салаватовна**

доцент факультета трубопроводного транспорта, к.т.н.

**Магилат Владислав Игоревич**

магистрант факультета трубопроводного транспорта

ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет

Повышение надежности и наработки на отказ насосных агрегатов, продление срока их безопасной эксплуатации являются одними из наиболее актуальных задач в нефтегазовой отрасли, т.к. отказы и повреждения насосных агрегатов могут приводить к авариям и, как следствие, значительному материальному и экологическому ущербу, ухудшать экономические показатели предприятия и представлять собой угрозу жизни и здоровья работающего персонала.

Анализ результатов эксплуатации насосного агрегата 2НД6М300/160-УХЛ2 на действующем газовом промысле показал его недостаточную надежность ввиду существенного влияния на насосное оборудование ряда внутренних и внешних дестабилизирующих факторов, в том числе вибрации.

В ходе исследования отказов насосного агрегата 2НД6М300/160-УХЛ2, представленного на рисунке 1, выявлено, что вследствие установки насоса в помещении с дополнительным, постоянно работающим оборудованием возникают нерасчетные резонансные отклики, зафиксировано повышение вибрации выше проектных значений. Также вибрация растет вследствие возникающих во время работы насосного агрегата нагрузок, превышающих проектные значения по причине эксплуатационной выработки оборудования и снижения его эксплуатационной надежности.

Установлено, что особенно большие нагрузки возникают в момент пуска насосного оборудования и при переходных режимах. Повышенная вибрация в момент пуска может привести к преждевременному выходу из строя подшипниковых узлов и агрегата в целом.

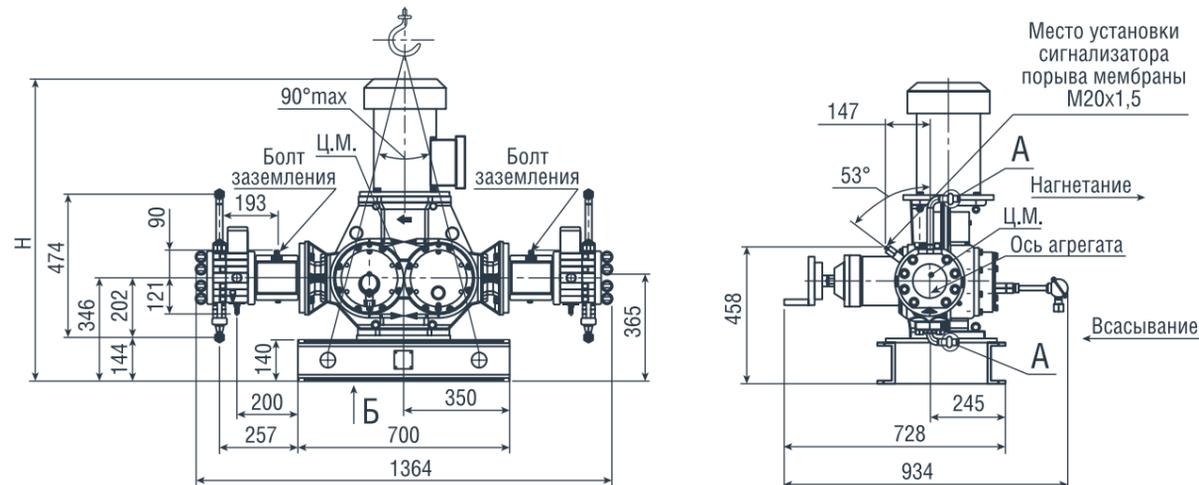
Первым этапом возникновения вибрации является пуск электродвигателя и появление вызванных этим электромагнитных сил, которые нарастают до момента страгивания роторной системы.

Второй этап – начало вращения. На этом этапе среднеквадратичное значение (СКЗ) виброскорости на подшипниковых узлах электродвигателя и насоса уменьшается.

Третий этап – возникновение сил гидромеханического происхождения и возрастание перепада давления на входе и выходе насоса. Во время данного этапа происходит второй подъем СКЗ виброскорости.



РИСУНОК 1. Насосный агрегат 2НД6М300/160-УХЛ2



Четвертый этап – выход на рабочий режим и связанные с этим гидродинамические процессы в проточной части насоса.

Для снижения негативного воздействия вибрации на насосное оборудование предлагается применение виброизолирующей компенсирующей системы (ВКС).

ВКС представляет собой комплекс технических средств, включающий в себя следующие элементы:

**Упруго-демпферные опоры.** Они располагаются между фундаментом и рамой насосного агрегата, способны в десятки раз снизить передачу на фундамент вибрационных нагрузок, генерируемых насосом, и обеспечивают повышенную сейсмостойкость оборудования.

Был произведен расчет упруго-демпферных опор для насосного агрегата 2НД6М300/160-УХЛ2, в результате которого были определены следующие параметры:

а) Координаты центра масс агрегата:

$$Y_{ц.м.} = 0$$

$$X'_{ц.м.} = (Q_1 \cdot X'_1 + Q_2 \cdot X'_2 + Q_3 \cdot X'_3) / (Q_1 + Q_2 + Q_3)$$

$$X'_{ц.м.} = (44 \cdot 0,682 + 345 \cdot 0,682 + 40 \cdot 0,1) / (44 + 345 + 40) = 0,624$$

$$Z'_{ц.м.} = (Q_1 \cdot Z'_1 + Q_2 \cdot Z'_2 + Q_3 \cdot Z'_3) / (Q_1 + Q_2 + Q_3)$$

$$Z'_{ц.м.} = (44 \cdot 0,818 + 345 \cdot 0,365 + 40 \cdot 0,1) / 429 = 0,387;$$

б) Моменты инерции агрегата:

• электродвигателя:

$$J_{x1} = Q_1 \cdot r_1^2 / 2g = 44 \cdot 0,1152 / 2 \cdot 9,81 = 0,03 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$$

$$J_{y1} = J_{z1} = Q_1 (3r_1^2 + b_1^2) / 2g = 44 \cdot (3 \cdot 0,115^2 + 0,46^2) / 2 \cdot 9,81 = 0,094 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$$

• насоса:

$$J_{x2} = Q_2 \cdot (a_2^2 + c_2^2) / 12g = 345 \cdot (0,934^2 + 0,995^2) / 12 \cdot 9,81 = 5,45 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$$

$$J_{y2} = Q_2 \cdot (b_2^2 + c_2^2) / 12g = 345 \cdot (1,364^2 + 0,995^2) / 12 \cdot 9,81 = 8,35 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$$

$$J_{z2} = Q_2 \cdot (b_2^2 + a_2^2) / 12g = 345 \cdot (1,364^2 + 0,934^2) / 12 \cdot 9,81 = 8,01 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$$

• муфты:

$$J_{x3} = Q_3 \cdot (a_3^2 + c_3^2) / 12g = 40 \cdot (0,42^2 + 0,14^2) / 12 \cdot 9,81 = 0,07 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$$

$$J_{y3} = Q_3 \cdot (b_3^2 + c_3^2) / 12g = 40 \cdot (0,7^2 + 0,14^2) / 12 \cdot 9,81 = 0,17 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$$

$$J_{z3} = Q_3 \cdot (b_3^2 + a_3^2) / 12g = 40 \cdot (0,7^2 + 0,42^2) / 12 \cdot 9,81 = 0,23 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$$

• моменты инерции агрегата относительно главных центральных осей инерции:

$$J_x = \sum_{i=1}^3 (J_{xi} + Q_i (x_i^2 + z_i^2)) \cdot \frac{1}{g} = \frac{0,03 + 45(0 + 0,43^2)}{9,81} + \frac{5,45 + 345(0 + 0,022^2)}{9,81} + \frac{0,07 + 45(0 + 0,287^2)}{9,81} = 0,85 + 0,57 + 0,343 = 1,8 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$$

$$J_y = \sum_{i=1}^3 (J_{yi} + Q_i (x_i^2 + z_i^2)) \cdot \frac{1}{g} = 0,8756 + 0,974 + 0,371 = 2,22 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$$

$$J_z = \sum_{i=1}^3 (J_{zi} + Q_i (x_i^2 + z_i^2)) \cdot \frac{1}{g} = 0,023 + 0,923 + 0,36 = 0,982 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$$

в) Амплитуды возмущающих сил:

• электродвигателя:

$$P_{z1} = P_{y1} = m_1 e_1 (2 \cdot 3,14 \cdot N/60)^2 = 20 \cdot 0,0015 \cdot (2 \cdot 3,14 \cdot 1500/60)^2 = 739,47 \text{ кН}$$

• насоса:

$$P_{z2} = P_{y2} = m_2 e_2 (2 \cdot 3,14/60)^2 = 147,9 \text{ кН}$$

• муфты:

$$P_{z3} = P_{y3} = 3,7 \text{ кН}$$

• суммарная амплитуда возмущающей нагрузки:

$$P_z = P_y + P_{z1} + P_{z2} + P_{z3} = 891,07 \text{ кН}$$

• амплитуда динамической силы, передающейся в направлении оси Z:

$$P_{kz} = 9,08 \text{ кН};$$

• амплитуды возмущающих моментов относительно осей:

$$M_{ox} = P_y \cdot h = 891,07 \cdot 0,682 = 607,71 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

$$M_{oy} = M_{oz} = 0$$

• круговая частота возмущающей силы:

$$\omega_0 = 2 \cdot 3,14 \cdot N/60 = 2 \cdot 3,14 \cdot 1500/60 = 157 \text{ Гц}$$

г) Параметры амортизирующего крепления:

• выбранный тип амортизаторов – А-500-1

• количество амортизаторов –  $n = Q/p_n = 430/500 = 1$

• координаты центра жесткости виброизолятора в системе координат:

$$Y_{ц.ж.} = 0;$$

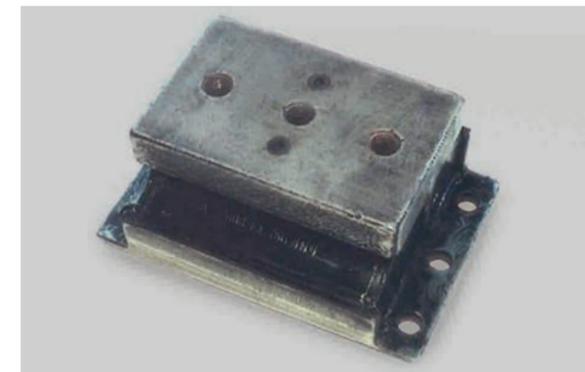
$$X_{ц.ж.} = \sum x_i/n = 0,682 \text{ м.}$$

д) Эффективность виброизоляции:

$$\mu = \frac{P_z}{P_{kz}} = 98,1 \%$$

На основании расчета был выбран тип амортизатора – А-500-1, представленный на рисунке 2. Его масса составляет 14,6 кг, размеры 230 на 190 мм.

РИСУНОК 2. Амортизатор А-500-1



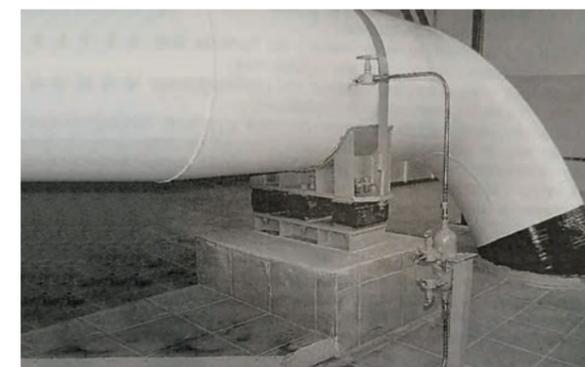
**Реактивные опоры патрубков насоса с амортизаторами.** Они позволяют снизить передачу на корпус насоса механических напряжений трубопровода.

Одним из основных источников гидродинамических возмущений насоса являются турбулентные пульсации давления жидкости во всасывающем и нагнетательном патрубках. При взаимодействии турбулентного потока с технологическим трубопроводом и арматурой возникают вихреобразовательные процессы, увеличивающие вибрацию трубопроводных систем.

Для компенсации данных вибраций предлагается применение реактивных опор патрубков насоса, состоящих из плиты и дополнительного амортизатора для глушения вибраций трубопроводов и патрубков (рисунок 3). Применение этих устройств позволяет увеличить ресурс работы насосных агрегатов и продолжительность межремонтного периода в 1,4÷3 раза.

Подбор опор осуществляется с учетом массы подводящих и отводящих трубопроводов, а также дополнительного оборудования и запорно-регулирующей арматуры обвязки трубопроводов. Для данного насосного агрегата предлагается применение опор, представляющих собой опорную конструкцию, в состав которой входит плита из листовой стали и установленной на ней виброизолирующей опорой ОВ-70 по ГОСТ 17712-72.

РИСУНОК 3. Реактивная опора патрубка насоса

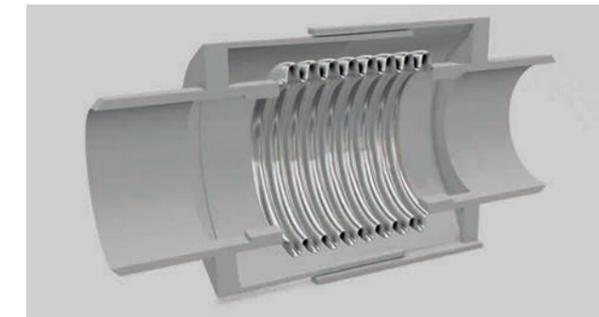


**Сильфонные компенсаторы.** Сильфонный компенсатор (рисунок 4) представляет собой устройство, способное поглощать и уравнивать относительные перемещения, вызванные температурными деформациями вследствие изменения температуры транспортируемой жидкости и окружающей среды, а также вибрационными нагрузками от работающего оборудования и потока транспортируемой среды. Данное устройство состоит из сильфона, а также присоединительной и ограничительной арматуры.

Сильфонные компенсаторы в трубной обвязке насоса снижают в 6...10 раз передачу на корпус насоса механических и температурных напряжений трубопроводов, а также передачу на сами трубопроводы рабочей вибрации насоса.

Изготовление компенсаторов осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 55019-2012. Это делает возможным изготовление компенсатора силами предприятия по месту. Сильфонный компенсатор подбирается в зависимости от диаметров подводящего и отводящего трубопроводов, в данном случае – для подводящего трубопровода диаметром Ду32 и отводящего – Ду15. Подбор компенсаторов осуществляется также с учетом особенностей перекачиваемой среды (в данном случае – метанол). Предлагается использовать сильфонный компенсатор КСО-32-16-100 и КСО-15-16-100. Материал изготовления сильфона – сталь 12Х18Н10Т по ГОСТ 5632.

РИСУНОК 4. Сильфонный компенсатор



В результате разработки и внедрения предлагаемой виброизолирующей компенсирующей системы и входящих в нее элементов обеспечивается снижение вибрации на насосное оборудование и, как следствие, повышается ресурс работы насосного агрегата и продолжительность межремонтного периода в 1,4÷3 раза. Также компенсируются нерасчетные напряжения, возникающие от работающего в насосной обвязке оборудования. ●

**Литература**

1. ГОСТ 34565-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Насосы поршневые и плунжерные. Общие технические условия.
2. ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
3. ГОСТ 17712-72 Вибрация. Опоры виброизолирующие резинометаллические равночастотные для установки стационарных машин. Параметрический ряд.
4. ГОСТ 55019-2012 Сильфоны многослойные металлические. Общие технические условия.
5. Виброизолирующая компенсирующая система насосно-энергетических агрегатов. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Исхаков Р.Г., Новикова Л.Ф., Хангильдин Т.В. Уфа, 2008 – 328 с.

KEYWORDS: reliability, time to failure, pumping unit, vibration-isolating compensating system, bellows compensator.

# МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

## при строительстве скважин

КАЧЕСТВО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ЯВЛЯЕТСЯ ОПРЕДЕЛЯЮЩИМ ФАКТОРОМ ДЛЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. НАРУШЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К ОСЛОЖНЕНИЯМ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОДНОЙ ИЗ ВОЗМОЖНЫХ ПРИЧИН НАРУШЕНИЙ ЦЕЛОСТНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ ЯВЛЯЮТСЯ ДИНАМИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ. ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ ДОЛЖЕН ВЫДЕРЖИВАТЬ ДЛИТЕЛЬНЫЕ УДАРНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ И ЦИКЛИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ПРИВОДЯЩИЕ К УСТАЛОСТНОМУ РАЗРУШЕНИЮ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ И ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК НА ЕГО ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА. ТАКЖЕ ПРИВЕДЕНЫ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ И ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТРАДИЦИОННЫХ КОНТРОЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ. ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ НА РАЗРАБОТАННОМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМ СТЕНДЕ. ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА СТАТИЧЕСКИХ И ДИНАМИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ОБРАЗЦОВ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ С АРМИРУЮЩИМИ ДОБАВКАМИ ПОЛИПРОПИЛЕНА И БАЗАЛТА

*CEMENTING THE CASING IS A DETERMINING FACTOR FOR THE SAFE OPERATION OF WELLS. VIOLATION OF THE INTEGRITY OF THE CEMENT STONE CAN LEAD TO SERIOUS COMPLICATIONS AND INCIDENTS DURING DRILLING AND FIELD DEVELOPMENT. ONE OF THE POSSIBLE CAUSES OF VIOLATIONS OF THE INTEGRITY OF THE CEMENT STONE IN THE ANNULUS IS THE DYNAMIC LOAD RESULTING FROM THE IMPACT OF THE DRILLING TOOL ON IT. THEREFORE, IT IS IMPORTANT THAT THE CEMENT STONE CAN WITHSTAND LONG-TERM IMPACT AND CYCLIC LOADS, WHICH CAN LEAD TO FATIGUE FAILURE. THE ARTICLE DISCUSSES MODERN METHODS FOR STUDYING THE DYNAMIC STRENGTH OF CEMENT STONE AND THE INFLUENCE OF ADDITIVES ON ITS PHYSICAL AND MECHANICAL PROPERTIES. PROMISING METHODS FOR DETERMINING THE DYNAMIC PROPERTIES OF CEMENT AND THE MAIN PROBLEMS THAT COMPLICATE THE USE OF TRADITIONAL TESTING DEVICES ARE ALSO PRESENTED. A METHOD FOR DETERMINING THE DYNAMIC STRENGTH OF CEMENT STONE USING A DEVELOPED EXPERIMENTAL STAND IS PROPOSED. THE RESULTS OF STATIC AND DYNAMIC TESTS OF CEMENT STONE SAMPLES WITH REINFORCING ADDITIVES OF POLYPROPYLENE AND BASALT ARE ANALYZED*

Ключевые слова: цементный камень, динамические испытания, ударная прочность, усталостное разрушение, армирующая добавка к цементу.

### Блинов Павел Александрович

доцент кафедры бурения скважин, к.т.н.

### Никишин Вячеслав Валерьевич

доцент кафедры бурения скважин, к.т.н.

### Садыков Марат Ильдарович

аспирант кафедры бурения скважин

### Ручьев Кирилл Сергеевич

магистр

### Гореликов Владимир Георгиевич

профессор кафедры механики, д.т.н.

Санкт-Петербургский горный университет

В настоящий момент нефтегазовая промышленность России формирует значительную часть внутреннего валового продукта страны, в связи с чем весьма актуальным остается строительство нефтяных и газовых скважин [1, 2].

Важную роль при строительстве скважин играет качественный цемент обсадных колонн [3]. Современные исследования цементов на прочность учитывают только статические характеристики, которые не изменяются быстро во времени [4, 5, 6]. Однако вибрация и усталостные разрушения цементного камня могут привести к нарушению

герметичности крепи скважины, вследствие чего могут появиться межколонные перетоки флюида и другие осложнения [7, 8]. Кроме того, после успешного проведения опрессовочных работ целостность цементного камня может быть нарушена дальнейшей проводкой скважины и сопутствующей ей вибрацией [9, 10].

Возможными экономическими последствиями некачественного цементирования являются дополнительные работы по ликвидации перетоков, восстановлению целостности колонны или зарезка боковых стволов. Нередки случаи, когда

после ОЗЦ и сдачи скважины заказчику в результате нарушения целостности цементного камня после дальнейшего бурения скважины появлялись межпластовые перетоки [9].

Основной проблемой при определении динамической прочности является отсутствие общепринятой методики и оборудования, способного измерять прямым методом вибрационную прочность цементного камня [11, 12, 13]. Существуют косвенные методы, например, ультразвуковые или по колебанию металлического прутка. Но все эти методы характеризуются большой погрешностью, нередко доходящей до 50%. Ученые из разных стран занимаются разработками в данном направлении [14, 15, 16].

В работе «Экспериментальное исследование нарушения герметичности заколонного пространства при разбурировании цементного камня и оснастки обсадных колонн» Д.Э. Тсикплону провел натуральный эксперимент по определению разрушающего воздействия колонны бурильных труб на цементное кольцо. В результате исследования было выявлено, что вследствие латеральной вибрации и ударов КНБК о стенку скважины происходит полное разрушение цементного кольца за 12 минут при нагрузке на долото в 80 кН и частоте вращения 80 об/мин.

Данный эксперимент подтверждает целесообразность применения мер для снижения негативного влияния вибрации на крепь скважины [8].

В работе «Влияние частиц и волокон каучука на поведение при динамическом сжатии новых сверхлегких цементных композитов: численное моделирование и метамоделирование» Чжэнью Хуан и др. смогли спрогнозировать параметры сверхлегких цементных составов с различными добавками. Всего было проведено 60 физических экспериментов, которые были интерпретированы с помощью модифицированной модели Холмксвита-Джонсона-Кука в метамодел. Установлено, что для сверхлегких цементных смесей результаты моделирования очень хорошо согласуются между собой, особенно при низком содержании полиэтиленовых волокон. После подробного сравнения численного моделирования и результатов испытания на приборе Split Hopkinson pressure bar (SHPB) было установлено, что прогнозируемые пиковые значения и скорость деформации имеют погрешность в 2,91% и 4,51% соответственно [16]. Таким образом, можно сказать, что данный метод компьютерного моделирования можно применять с определенной погрешностью для расчета прочности цементного камня.

В продолжение работы «Динамические характеристики сжатия нового сверхлегкого цементного композита с добавлением резиновой крошки» Чжэнью Хуан и др. изучили влияние резиновой крошки на динамическую прочность образца цемента. Испытание на динамический удар было проведено на аппарате SHPB диаметром 120 мм. При одинаковой скорости деформации увеличение содержания каучука приводит к большему раздроблению на маленькие фрагменты цемента, особенно при высокой скорости деформации [15].

Поскольку в композитах имеются пустотные дефекты, то следует отметить, что при статическом испытании на сжатие повреждение обычно начинается с самой

слабой области с образования трещины, что приводит к окончательному разрушению композита только с несколькими основными трещинами. В отличие от статических реакций, приведенных ранее, быстрое высвобождение энергии удара с высокой скоростью деформации невозможно [16]. Этот процесс завершается распространением одиночной трещины, поскольку скорость раскрытия трещины намного ниже. Эта задержка приводит к возникновению множественных трещин до тех пор, пока не произойдет окончательная фрагментация образца. После добавления резиновой крошки в цементный композит, кинетическая энергия может высвободиться более эффективно за счет упругой деформации и рассеивания энергии [15].

Алексеев К.Н. в работе «Влияние циклов замораживания – оттаивания на способность мелкозернистого бетона сопротивляться динамическим (ударным) нагрузкам в зависимости от содержания базальтовой фибры» установил, что наличие в цементе, который подвергается циклической заморозке и оттаиванию, армирующей фибры способно увеличить затраты энергии на разрушение образца до двух раз, что положительно сказывается на прочности композитного цементного состава [17].

Росарио Г. Меродио-Переа в работе «Механические свойства цемента, армированного чистыми и функционализированными углеродными нанотрубками: Имитационные исследования» с помощью программных продуктов Material Studio смоделировал взаимодействие цемента и нанотрубок. Полученные результаты показывают, что Модуль Юнга имеет более высокие значения при увеличении концентрации карбоксильных групп. Это означает, что соединения с функционализированными нанотрубками демонстрируют лучшие механические свойства по сравнению с чистыми нанотрубками [18].

УДК 622.24



В работе «Свойства сверхлегких цементных композитов с нанокремнеземом» Хунцзянь Ду был рассмотрен новый материал и его влияние на крепость цемента на сжатие. Развитие прочности для двух серий цемента увеличивается с увеличением возраста отверждения и достигает 21,2 МПа в возрасте 28 дней. Добавление нанокремнезема позволило повысить прочность на сжатие для каждого возраста тестирования. Отмечается, что эффект был максимальным при добавке нанокремнезема в 2%. Это улучшение прочности на сжатие можно объяснить уплотненной межфазной переходной зоной между наполнителем и цементной матрицей за счет более качественной связи частиц и плотной упаковки [19].

Бохао Ван в статье «Экспериментальное исследование подверженного вибрации каменно-наполненного цемента» привел результаты исследования свойств бетона, который был уплотнен с помощью внешней вибрации. Были проведены лабораторные и стендовые испытания. В результате были получены данные, показывающие, что более крупный размер наполнителя, более низкая текучесть и меньший размер частиц действительно приводят к более высокому общему уровню дефектов вибрированного цемента. В результате чего делается вывод, что подверженный вибрации бетон глубже проникает в породу и лучше схватывается с ней, что положительно сказывается на крепости цемента [20].

### Методика исследования

Для решения вопроса определения динамической прочности цементного камня необходимо провести натурные исследования, для этого был сконструирован испытательный стенд. Основные части стенда представлены станиной, силовым агрегатом, набором датчиков и блоком обработки данных (рисунки 1).

В качестве силового агрегата, создающего ударные (динамические) воздействия, был выбран перфоратор Makita HR2475 с выходной мощностью 780 Вт, энергией удара 2,3 Дж и максимальной частотой ударов 4500 мин<sup>-1</sup>. Станина была выполнена из стойки для вертикального сверления

РИСУНОК 1. Испытательный стенд (сконструирован авторами)



и модернизирована для установки датчиков. При опускании ручки подвижной части станины происходит создание осевой нагрузки на испытуемый образец цементного камня. Для создания постоянной нагрузки используется груз массой 5 кг, при расположении которого на ручке стойки создается усилие в 120 Н. При данных условиях свободный ход ручки вниз составляет 0,015 м, и при ходе ее на это расстояние испытание считается завершенным.

Для определения нагрузки на исследуемый образец используются четыре полумостовых тензодатчика, собранных в мостовую схему и

аналого-цифровой преобразователь на базе микросхемы HX711 с частотой дискретизации 80 Гц. Кроме того, для определения шоков вибрации и числа ударов используется трехосевой гироскоп и акселерометр GY-521 с максимальным диапазоном измерения ± 16g.

Блок обработки данных представлен платой Arduino UNO и персональным компьютером, с установленной средой разработки Arduino IDE. Arduino UNO представляет отладочный комплекс, выполненный на базе микроконтроллера ATmega328. Плата является «посредником» между пользователем и микроконтроллером, позволяя удобно соединять датчики и загружать прошивку прямо из среды программирования.

В качестве образцов для исследования были выбраны цементные кубы с ребром 0,05 м и водотвердым отношением 0,5. Для усиления образцов использовались армирующие фибры из базальта и полипропилена. После добавления воды цементное тесто перемешивалось в течение трех минут для лучшего распределения фибры и заливалось в заранее подготовленные формы. Время ожидания затвердевания цемента составляло 24 ч, так как в соответствии с Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» по истечении

ТАБЛИЦА 1. Результаты статических испытаний (составлена авторами)

№ образца	Концентрация добавки, г/л	Прочность, МПа	Изменение прочности по отношению к цементу без добавок, %
<b>Евроцемент М500</b>			
1	0	8,09	0
<b>Евроцемент М500 + полипропилен</b>			
2	0,9	9,56	18,2
3	1,3	9,32	15,2
4	1,7	7,11	-12,1
5	2,0	7,35	-9,1
<b>Евроцемент М500 + базальт</b>			
6	0,9	7,6	-6,1
7	1,3	7,11	-12,1
8	1,7	6,13	-24,2
9	2,0	7,72	-4,6

ТАБЛИЦА 2. Результаты динамических испытаний (составлена авторами)

Номер образца	Концентрация добавки, г/л	Число циклов нагружений, шт.	Время испытания, с	Перегрузка средняя, g	Частота, уд./мин
<b>Евроцемент М500</b>					
1	0,0	1192	32	12,1	2235,8
<b>Евроцемент М500 + полипропилен</b>					
2	0,9	7138	181	12,4	2365,7
3	1,3	6169	145	12,0	2544,4
4	1,7	6078	149	11,9	2452,7
5	2,0	16 556	395	12,5	2515,6
<b>Евроцемент М500 + базальт</b>					
6	0,9	5319	122	11,9	2614,9
7	1,3	1425	34	12,9	2535,8
8	1,7	3556	85	12,2	2524,4
9	2,0	11 372	272	12,7	2510,5

этого времени можно проводить дальнейшее углубление скважины, в результате которого происходит ударное воздействие на полностью затвердевший цемент.

Полученные образцы испытаны на изготовленном стенде на динамическую и статическую прочность с использованием пресса.

Для осуществления экспериментальных исследований было изготовлено два набора образцов каждого типа из Евроцемента М500. Один набор образцов был испытан на статическую прочность с использованием пресса. В результате эксперимента были получены результаты, представленные в таблице 1.

Второй набор образцов был испытан на динамическую прочность. В результате исследования было определено число циклов нагружений на образец, время испытания, а также средние значения по перегрузкам, приложенным к образцам. В таблице 2 представлены результаты динамических испытаний.

Для всех образцов наблюдалась одна и та же средняя перегрузка. Это связано с тем, что использовалась одна силовая установка с неизменными параметрами. Кроме того, были получены графики зависимости нагрузки от времени (в одной секунде 85 записей) (рис. 2–4). На рисунках 5–7 показаны образцы после проведения испытаний.

РИСУНОК 2. Зависимость нагрузки от времени для первого образца (составлен авторами)

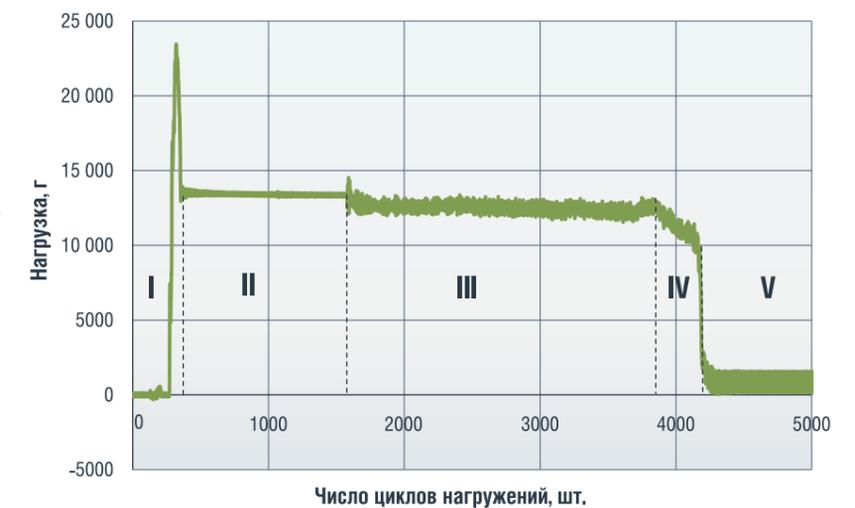


РИСУНОК 3. Зависимость нагрузки от времени для пятого образца (составлен авторами)

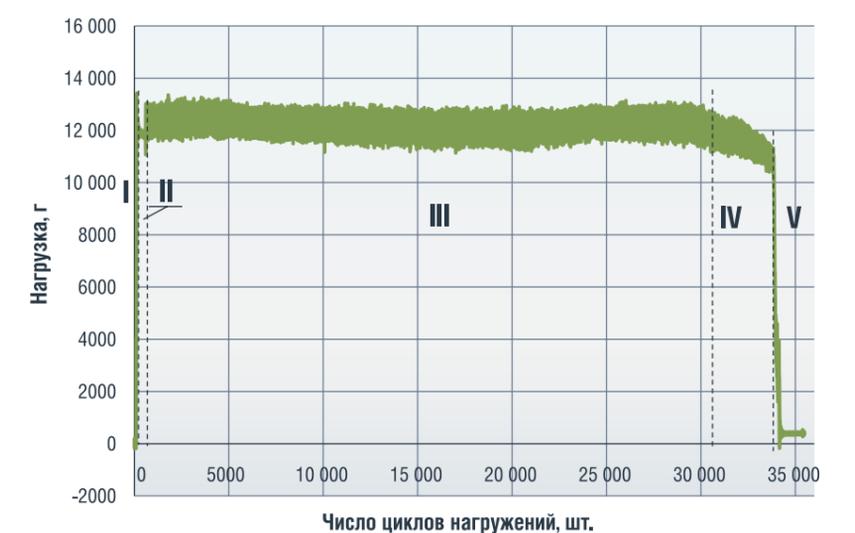


РИСУНОК 4. Зависимость нагрузки от времени для девятого образца (составлен авторами)

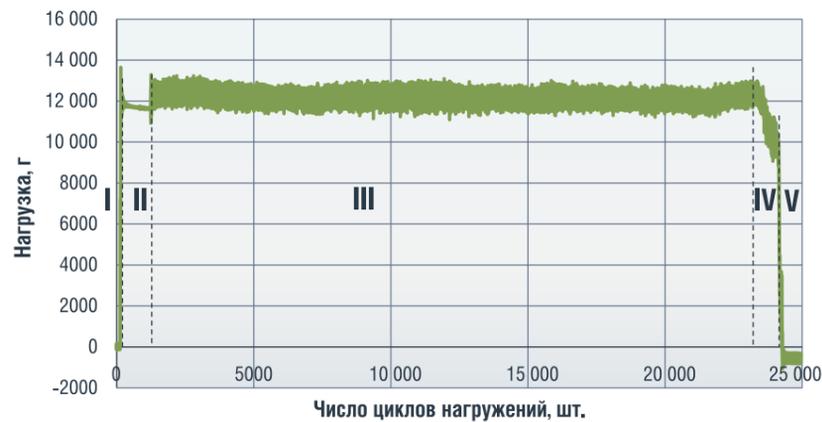


РИСУНОК 5. Образец 1 после динамических испытаний (фото авторов)



РИСУНОК 6. Образцы 2–5 после динамических испытаний (фото авторов)



а – образец 2 с содержанием полипропилена 0,9 г/л; б – образец 3 с содержанием полипропилена 1,3 г/л; в – образец 4 с содержанием полипропилена 1,7 г/л; г – образец 5 с содержанием полипропилена 2,0 г/л

РИСУНОК 7. Образцы 6–9 после динамических испытаний (фото авторов)



а – образец 6 с содержанием базальта 0,9 г/л; б – образец 7 с содержанием базальта 1,3 г/л; в – образец 8 с содержанием базальта 1,7 г/л; г – образец 9 с содержанием базальта 2,0 г/л

### Анализ результатов исследования

Результаты статических испытаний (таблица 3) показывают, что добавление базальта в цемент приводит к снижению прочности образцов по сравнению с цементом без добавок.

Наименьшее снижение прочности наблюдается у образца № 9 и составляет -4,6%. Наилучшим образом повела себя добавка полипропилена с концентрациями 0,9 г/л и 1,3 г/л. По сравнению с образцом № 1 увеличение прочности составило 18,2% и 15,2% соответственно.

На рисунках 8 и 9 показана сопротивляемость образцов разрушению в зависимости от концентрации добавок полипропилена и базальта соответственно. Из графиков 8 и 9 следует, что обе добавки при концентрации 1,3 г/л и 1,7 г/л приводят к снижению

РИСУНОК 8. Зависимость количества циклов нагружений от концентрации добавки полипропилена в сравнении с цементом без добавки (составлен авторами)



1 – цемент без добавки полипропилена; 2 – цемент с добавлением полипропилена 0,9 г/л; 3 – цемент с добавлением полипропилена 1,3 г/л; 4 – цемент с добавлением полипропилена 1,7 г/л; 5 – цемент с добавлением полипропилена 2,0 г/л

динамической прочности цементного камня. Пока точно не установлено, с чем связано такое поведение образцов. Для уточнения этого явления необходимо проведение дополнительных исследований.

При изучении полученных зависимостей нагрузки от времени можно выделить пять стадий.

Стадия I соответствует началу работы датчиков и созданию статической нагрузки на образец путем установки груза на ручку стойки. На стадии II происходит подготовка к испытанию, проверяется работа датчиков и сохранение данных. Стадия III начинается с включения силового агрегата. В этот момент происходит сопротивление образца динамической нагрузке. Нагрузка изменяется в небольших пределах, так как происходят быстрые удары по образцу, каждый из которых немного увеличивает нагрузку на образец, а по прошествии удара нагрузка стремится вернуться в первоначальное положение. Полученное изменение нагрузки продолжается до стадии IV. Началом стадии IV можно считать уменьшение нагрузки на тензодатчиках, так как наблюдается разрушение образца и ручка подвижной части станины, проходя по дуге, останавливается в крайнем нижнем положении. Стадия V наступает с момента полного опускания ручки подвижной части станины, поскольку образец уже разрушился. Силовая установка выключается, а испытание считается завершенным.

Принимая во внимание вышесказанное, можно дать название всем стадиям:

- Стадия I – Создание нагрузки;
- Стадия II – Подготовительный этап;
- Стадия III – Сопротивление динамической нагрузке;
- Стадия IV – Разрушение образца;
- Стадия V – Окончание испытания.

По продолжительности стадий III и IV можно судить о динамической прочности образца. В таблице 3 представлены численные характеристики.

Таким образом, можно сделать вывод, что добавка полипропилена и базальта в цемент в любой из предложенных концентраций повышает устойчивость образцов к

динамическим нагрузкам. Сильнее всего повышает прочность добавка полипропилена в концентрации 2 г/л. Образец № 5 смог выдержать в 13 раз больше циклов нагружений, чем цемент без добавки. Образец с базальтовым наполнителем в концентрации 2 г/л смог выдержать в 8,5 раз больше нагружений, чем обычный цемент без добавки.

Кроме того, следует обратить внимание на тот факт, что длительность разрушения образца с наполнением базальта не превышает 10 секунд, что говорит о быстрой потере связности образца после достижения большого числа ударов. В свою очередь, образцы с полипропиленовым наполнителем способны увеличить продолжительность IV стадии на полминуты или на 9% от общего времени испытания, что подтверждается данными, представленными в таблице 5. Вероятно, такое поведение полипропиленовой фибры связано с ее прочностью на растяжение.

Следует отметить, что образцы с полипропиленом не распадались на мелкую фракцию, а оставались в связанном состоянии благодаря волокнам (рисунок 6). На фотографиях видны волокна фибры, на которых остались частицы цемента. Основание кубов, которое находилось дальше всего от ударного воздействия, осталось квадратной формы. Образцы с базальтовой фиброй разрушались на крупные агрегаты (рисунок 7), сопоставимые по размерам с цементом без добавок (рисунок 5).

РИСУНОК 9. Зависимость количества циклов нагружений от концентрации добавки базальта в сравнении с цементом без добавки (составлен авторами)



1 – цемент без добавки базальта; 2 – цемент с добавлением базальта 0,9 г/л; 3 – цемент с добавлением базальта 1,3 г/л; 4 – цемент с добавлением базальта 1,7 г/л; 5 – цемент с добавлением базальта 2,0 г/л

ТАБЛИЦА 3. Время и число ударов на разрушение образцов (составлена авторами)

Образец	Сопrotивление динамической нагрузке, с	Длительность разрушения образца, с	Всего время, с	Количество циклов нагружений до начала разрушения, шт.	Количество циклов нагружений на разрушение, шт.	Количество циклов нагружений, шт.
<b>Евроцемент М500</b>						
1	26,8	5,2	32,0	980	212	1192
<b>Евроцемент М500 + полипропилен</b>						
2	167,7	13,4	181,0	6613	525	7138
3	26,8	10,0	36,8	5777	392	6169
4	134,8	13,9	148,7	5534	544	6078
5	357,7	37,2	394,9	15 001	1555	16 556
<b>Евроцемент М500 + базальт</b>						
6	117,8	4,3	122,0	5139	180	5319
7	32,2	1,5	33,7	1357	68	1425
8	81,4	3,1	84,5	3423	133	3556
9	262,3	9,5	271,8	10 981	391	11 372

## Выводы

Таким образом, динамические исследования цементных композиций являются важным направлением, способствующим пониманию основных принципов надежного крепления скважин. Вибрация, удары КНБК о стенку скважины при углублении скважины и быстрое движение флюида в колонне приводят к разрушению цементного камня. Исследования показывают, что длительные циклы загрузки-разгрузки на образцы способны образовывать или удлинять уже существующие трещины в крепи скважины. Данное явление может привести к разрушению цементного кольца, межколонным перетокам и даже к потере скважины.

Таким образом, принимая во внимание изученный материал и собственный опыт, был разработан и опробован стенд для динамических испытаний цемента. В результате исследований были получены графики зависимости циклов нагружений от концентрации армирующих добавок. Наивысшей динамической прочностью будет обладать цемент с добавкой полипропиленовой фибры в концентрации 2 г/л. Он способен выдержать 16 556 ударов до разрушения в течение 272 секунд, что превышает динамическую прочность образца без добавок в 13 раз. При этом наблюдается снижение статической прочности

на 9,1%. Основными показателями динамической прочности цемента можно считать время сопротивления разрушению и количество циклов нагружений. ●

### Литература

- Литвиненко В.С. Оценка роли государства в управлении минеральными ресурсами / В.С. Литвиненко, Е.И. Петров, Д.В. Васильевская, А.В. Яковенко, И.А. Наумов, М.А. Ратников // Записки Горного института, № 259, V 259, 2023. С. 95–111.
- Litvinenko, V.S. The social and market mechanism of sustainable development of public companies in the mineral resource sector / V.S. Litvinenko, P.S. Tsvetkov, K.V. Molodtsov // EURASIAN MINING, № 1, 2020. pp. 36–41.
- Николаев Н.И. Результаты исследования зоны контакта «цементный камень – горная порода» / Н.И. Николаев, Лю Хаоя // Записки Горного института. 2017. Т. 226. С. 428–434. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.428
- Bakirov, D.L. Research of a cement stone fragility in the annular space of a well // Oilfield Engineering. 2020. № 3. pp. 31–35.
- Anya, A. Effect of size and shape of oil well cement test specimen on uniaxial compressive strength measurements / A. Anya, H. Emadi, M. Watson // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. № October 2019 (195). pp. 107–121.
- Zimina, D.A., Zhapkhandayev C.A., Petrov A.A. Analysis of the Effect of Nanosilicates on the Strength and Porosity of Cement Stone // Key Engineering Materials. 2020. (854). pp. 175–181.
- Сафиуллин И.К. Повышение удароустойчивости цементного камня к динамическим нагрузкам методом фиброармирования тампонажных материалов / И.К. Сафиуллин, С.Ф. Комлева // Нефтяная провинция. 2016. (1). С. 73–82.
- Тсикплону Д.Э. Экспериментальное исследование нарушения герметичности заколонного пространства при разбуривании цементного камня и оснастки обсадных колонн / Д.Э. Тсикплону, М.В. Двойников, К.К. Дживорну // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 3 (339). С. 10–14.
- Двойников М.В. Вибрационные процессы низа буровой колонны при различных способах бурения скважин / М.В. Двойников, А.А. Куншин, Д.И. Сидоркин, В.Г. Гореликов, К.С. Купавых // Бурение и нефть. 2022. № 10. С. 38–46.
- Блинов П.А. Обоснование использования смол для улучшения упруго-прочностных свойств цементного камня и сравнительная оценка с существующими технологическими решениями / П.А. Блинов, М.В. Двойников, М.И. Садыков [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 9 (345). – С. 31–36. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-9(345)-31-36. – EDN OPRZZW.
- Cao, S. Dynamic response of cement-tailings matrix composites under SHPB compression load / S. Cao, E. Yilmaz, W. Song // Construction and Building Materials. 2018. (186). pp. 892–903.
- Gonov, M. E. Mechanical properties of fiber concrete under dynamic compression // Problems of Strength and Plasticity. 2022. № 1 (84). pp. 130–148.
- Guo, C. Using sulphoaluminate cement and calcium sulfate to modify the physical-chemical properties of Portland cement mortar for mechanized construction / C. Guo, R. Wang // Construction and Building Materials. 2023. (367). pp. 130–142.
- Lei, Z. Research on the dynamic impact performance of polyurethane cement-based composite // Construction and Building Materials. 2022. № December 2021 (336). pp. 127–139.
- Huang, Z. Dynamic compressive behavior of a novel ultra-lightweight cement composite incorporated with rubber powder // Composite Structures. 2020. № January (244). pp. 112–125.
- Huang, Z. Effect of rubber particles and fibers on the dynamic compressive behavior of novel ultra-lightweight cement composites: Numerical simulations and metamodeling // Composite Structures. 2021. № August (258). pp. 113–120.
- Alekseev, K. N. Effect of cyclic freeze and thaw on impact resistance of fine-grained concrete depending on basalt fiber content // Mining Informational and Analytical Bulletin. 2018. № 12. pp. 84–91.
- Merodio-Perea, R.G. Mechanical Properties of Cement Reinforced with Pristine and Functionalized Carbon Nanotubes: Simulation Studies // Materials. 2022. № 21 (15). pp. 734–739.
- Du, H. Properties of ultra-lightweight cement composites with nano-silica // Construction and Building Materials. 2019. (199). pp. 696–704.
- Wang, B. Pilot Study on Vibrated Rock-filled Concrete // Journal of Advanced Concrete Technology. 2019. № 10 (17). pp. 559–570.

KEYWORDS: cement stone, dynamic tests, impact strength, fatigue failure, reinforcing additive to cement.

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

### Газпром добыл якутскую нефть. Первую на Чаянде

В мае 2014 г. Газпром получил первую нефть на Чаяндинском НГКМ в Якутии. Запасы месторождения оцениваются в 1,2 трлн м³ газа и 79 млн т нефти и газового конденсата. Чаяндинское НГКМ должно стать первой ресурсной базой для МГП «Сила Сибири», по которому Газпром планирует поставлять газ в Китай.



### Комментарий Neftegaz.RU

В 2016 г. на месторождении был получен первый приток газа. К 2019 г. были построены 142 эксплуатационные скважины. По проекту полка добычи на Чаяндинском НГКМ составит 25 млрд м³ газа в год. 14 августа 2019 г. Чаяндинское месторождение подключили к газопроводу «Сила Сибири». 2 декабря 2019 года началась поставка российского газа в Китай по МГП «Сила Сибири-1». По итогам 2023 г. экспорт газа в Китай по магистральному газопроводу составил 22,7 млрд м³.

### Запад готовит России иранскую нефтегазовую бомбу?

США и ЕС намерены снять с Ирана введенные несколько лет назад экономические санкции. 14 мая 2014 г. в Вене начались переговоры между Ираном и посредниками,



цель которых выработать соглашение по поводу ядерной программы Тегерана. Евросоюз рассчитывает на поставки топлива из Ирана, что позволит уйти от энергозависимости от России.

### Комментарий Neftegaz.RU

В 2016 г. после того, как Иран пошел на уступки по ядерной программе, власти США объявили об освобождении от санкций части предприятий. Но в 2017 г. было объявлено о новых санкциях. После ослабления давления в 2018 г. санкции были восстановлены и расширены. Привыкший к санкционному давлению Иран научился через серые схемы пользоваться услугами западных судоходных компаний и банковских структур. После введения масштабных санкций против России Иран действительно составил ей некоторую конкуренцию на азиатском рынке.



С августа 2023 г. Китай получал из Ирана около 1,5 млн барр. нефти в сутки, что является максимумом за последние десять лет. Но эти поставки составляют только 11 %

импорта нефти в Китай, в то время как Россия обеспечила 21 % от общего объема импорта.

### СПГ-терминал мощностью 660 тыс. т построят в порту Высоцк в Ленобласти

В мае 2014 года стало известно о намерении построить в порту Высоцк СПГ-терминал мощностью 660 тыс. т. Инвестиции составят около 15 млрд руб. Предполагаемый срок реализации проекта – 2015–2017 гг. Газпром планирует использовать СПГ в том числе для развития заправки судов сжиженным газом.

### Комментарий Neftegaz.RU

В 2017 г. правительство приняло решение о расширении морского порта Высоцк в рамках инвестиционного проекта Газпрома. Крупнейший в России независимый производитель природного газа и крупнейший в мире государственный газовый холдинг объединили усилия, чтобы построить небольшой СПГ-терминал в северной части Финского залива.

«НОВАТЭКУ» в проекте принадлежит 51 %, «Газпрому» – 49%. В апреле 2019 г. «Криогаз-Высоцк» начал промышленную эксплуатацию производства СПГ. В 2023 г. среднетоннажный завод Криогаз-Высоцк увеличил отгрузки на 7,5%, до 0,76 млн т СПГ. Сегодня сжиженный газ завода поставляется, в частности, в Бельгию и Финляндию. ●

# ТЕХНОЛОГИЯ БОРЬБЫ С АСПО

## при насосной эксплуатации скважин с использованием концентрических колонн НКТ

ПРЕДЛОЖЕНА И ВНЕДРЕНА ТЕХНОЛОГИЯ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНА ПРИ НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ КОЛОНН НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ. В СКВАЖИНУ НА РАСЧЕТНУЮ ГЛУБИНУ СПУСКАЮТ УСТАНОВКУ ПОГРУЖНОГО НАСОСА НА ОСНОВНЫХ ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ, В КОТОРЫХ НА ГЛУБИНЕ НАЧАЛА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНА КООКСИАЛЬНО УСТАНОВЛИВАЮТ ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ЛИФТОВУЮ КОЛОННУ, ЗАФИКСИРОВАННУЮ НА УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЕ, И ПРОИЗВОДЯТ ОТКАЧКУ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПОВЕРХНОСТЬ ПО МЕЖТРУБНОМУ ПРОСТРАНСТВУ ЛИФТОВЫХ ТРУБ. УДАЛИТЕЛЬ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРИОДИЧЕСКИ НАГНЕТАЮТ ВНУТРЬ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ТРУБЫ С ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ПО МЕЖТРУБНОМУ ПРОСТРАНСТВУ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЛИФТОВЫХ ТРУБ НА ПОВЕРХНОСТЬ ДЛЯ РАСТВОРЕНИЯ ОТЛОЖЕННОГО ОСАДКА. ПРОВЕДЕНЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ. ДОКАЗАНА ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДЛОЖЕННОЙ МЕТОДОЛОГИИ, НА ВСЕХ СКВАЖИНАХ ПРЕКРАЩЕНЫ ОБРАБОТКИ РАСТВОРИТЕЛЕМ. ПОДТВЕРЖДЕНА ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ

*A TECHNOLOGY FOR CONTROL PARAFFIN DEPOSITS DURING PUMPING OPERATION OF WELLS USING CONCENTRIC COLUMNS OF PRODUCTION TUBING HAS BEEN PROPOSED AND IMPLEMENTED. A SUBMERSIBLE PUMP IS LOWERED INTO THE WELL TO THE CALCULATED DEPTH ON THE MAIN TUBINGS, IN WHICH, AT THE DEPTH OF THE BEGINNING OF PARAFFIN CRYSTALLIZATION AN ADDITIONAL PRODUCTION TUBING FIXED ON THE WELLHEAD ASSEMBLY IS COAXIALLY INSTALLED AND GAS-LIQUID PRODUCTS ARE PUMPED TO THE SURFACE THROUGH THE ANNULAR SPACE OF THE TUBINGS. THE SEDIMENT REMOVER IS PERIODICALLY PUMPED INSIDE THE ADDITIONAL PIPE WITH CIRCULATION THROUGH THE ANNULAR SPACE OF THE MAIN AND ADDITIONAL TUBINGS TO THE SURFACE TO DISSOLVE THE DEPOSITED SEDIMENT. PILOT TESTING HAS BEEN CARRIED OUT. THE TECHNOLOGICAL EFFECTIVENESS OF THE PROPOSED METHODOLOGY HAS BEEN PROVEN; SOLVENT TREATMENTS HAVE BEEN STOPPED AT ALL WELLS. THE ECONOMIC EFFICIENCY OF THE TECHNOLOGY HAS BEEN CONFIRMED*

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, концентрические колонны насосно-компрессорных труб, технология борьбы с АСПО, насосная эксплуатация скважин, установки погружных электроцентробежных насосов.

### Чернышов Константин Игоревич

главный специалист отдела техники и технологии добычи нефти и газа, Управления добычи нефти и газа, СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

### Дроздов Александр Николаевич

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н., профессор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе

Осложнения при эксплуатации нефтяных скважин, связанные с выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), приводят к проблемам с добычей на большинстве месторождений, как в России, так и во всем мире. Накопление АСПО приводит к снижению дебитов скважин и эффективности работы установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН), а также к уменьшению межремонтного периода скважин [1].

Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой сложные смеси, состоящие из парафинов, асфальтосмолистых соединений, силикагелевых смол, масел, воды и механических примесей. Основной причиной образования АСПО является изменение термобарических параметров течения газожидкостной смеси в скважинах. Выпадение парафина определяется температурой, давлением, скоростью течения скважинной продукции.

Практика добычи парафиновых нефтей показывает, что наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности колонны насосно-компрессорных труб (НКТ). Различные промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в подъемных трубах примерно таков: толщина отложений постепенно увеличивается от начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимального значения на глубине 50–200 м от устья.

В настоящее время основными методами борьбы с АСПО являются:

- промывка скважин горячей нефтью;
- применение растворителей АСПО;
- закачка ингибиторов и химических реагентов;
- обработка паром или горячей водой;
- применение скребковых инструментов (механический способ);
- использование футерованных НКТ за счет нанесения на их внутреннюю поверхность гранулированного стекла или эпоксидной смолы, полимерных материалов, тефлона и др.;
- применение бактерицидной защиты;
- использование магнитных методов защиты;
- применение специальных электронагревателей. Нагреватель опускают в колонну и подают на него напряжение. Тепловая энергия нагревателя передается разрушаемым и застывшим парафиновым отложениям в НКТ и расплавляет их;
- электроподогрев скважины и др.

Работа УЭЦН в скважинах в диапазоне дебитов от 30 до 45 м<sup>3</sup>/сут, а также в режиме периодической эксплуатации скважин (ПЭС), как показывает практика добычи в ПАО «Татнефть», ведет к возникновению благоприятных условий для формирования АСПО на внутренних стенках НКТ, манифольда и в нефтесборном трубопроводе. Возникает рост эксплуатационных затрат при добыче нефти из-за

осложнений, вызванных АСПО. Для борьбы с АСПО наиболее эффективными в ПАО «Татнефть» до недавнего времени считались периодические промывки скважин с использованием растворителей парафинов (РПН, ЭФРИЛ). Средние затраты на такую обработку одной скважины составляют 280 тыс. руб. За 2023 год на добывающем фонде скважин с УЭЦН СП «Татнефть-Добыча» было произведено более 300 обработок с затратами более 90 млн руб. в год. Поэтому актуальна проблема разработки иных, более экономичных и эффективных решений.

Целью работы, представленной в данной статье, является снижение эксплуатационных затрат на очистку нефтепромыслового оборудования от АСПО в добывающих скважинах, оборудованных УЭЦН.

Для достижения поставленной цели были предложены и внедрены новые технические решения, основанные на применении концентрических колонн НКТ.

Из известных ранее решений следует отметить изобретение [2], согласно которому поток водонефтегазовой смеси ускоряют путем перехода на транспортировку по коаксиально размещенной внутри лифтовой трубы дополнительной подвеске НКТ малого диаметра. При этом увеличивается турбулизация потока, что затрудняет накопление кристаллов парафина, а по кольцевому пространству рабочих НКТ и НКТ малого диаметра, через отводы устьевого арматуры периодически подают удалители АСПО.

Недостатками известного решения являются малая площадь внутренней стенки, а также малый проходной диаметр колонны НКТ, при этом все равно на стенках осаждаются АСПО, что приводит к быстрому перекрытию внутреннего сечения НКТ.

В связи с этим было предложено новое решение [3], отличающееся тем, что восходящий поток направляют по межтрубному пространству основной и дополнительной лифтовых труб, а удалитель асфальтосмолистых и парафиновых отложений нагнетают внутрь дополнительной трубы с циркуляцией по межтрубному пространству

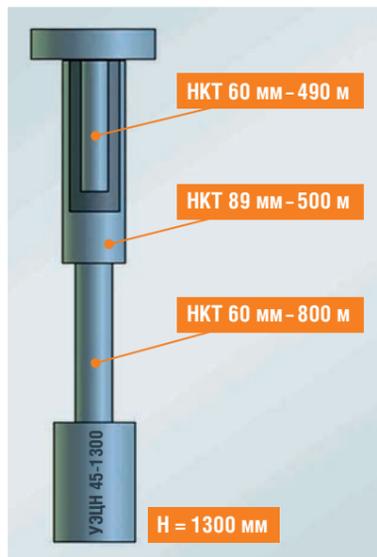
основной и дополнительной лифтовых труб на поверхность для растворения отложенного осадка. В варианте нового изобретения [3] в качестве удалителя асфальтосмолистых и парафиновых отложений используют пар.

В дополнение к технологии [3] было разработано и запатентовано еще одно новое техническое решение [4]. В соответствии с ним в скважину на расчетную глубину спускают установку погружного насоса на основных лифтовых трубах, в которых на глубине начала кристаллизации АСПО коаксиально устанавливают дополнительную лифтовую колонну, зафиксированную на устьевого арматуре, и производят откачку газожидкостной продукции на поверхность по межтрубному пространству лифтовых труб. В процессе откачки контролируют давление на приеме и подачу насоса, со снижением дебита переходят на режим периодической откачки продукции с увеличением частоты вращения вала насоса. После стабилизации давления на приеме насоса и увеличения дебита скважины переводят скважину на режим постоянной откачки. При этом повышается достоверность определения увеличения отложений АСПО в НКТ выше допустимого значения, предотвращается образование отложений в скважинном оборудовании, оптимизируется режим откачки продукции скважины. Более интенсивная турбулизация и увеличение скорости потока, а также значительно возросшая температура добываемого флюида приводят к более эффективному смыву пристенной нефтяной пленки вместе с кристаллами парафина и резко снижают их накопление за счет смещения точки кристаллизации асфальтосмолопарафиновых отложений из скважинного оборудования в наземный трубопровод.

Данные решения прошли опытно-промышленные испытания при эксплуатации УЭЦН скважины девонского горизонта на Ромашкинском месторождении СП «Татнефть-Добыча».

На рис. 1 показана одна из схем компоновок НКТ, применяемых при реализации изобретений [3, 4] в скважинах.

РИСУНОК 1. Схема компоновки концентрических колонн НКТ



В скважину спускается комбинированная подвеска, состоящая из НКТ 89 (73) и 60 мм. Затем в НКТ 89 (73) спускается дополнительная колонна НКТ диаметром 48 (60 мм с расточенными до 69 мм муфтами) на глубину до 500 м. Низ внутренней колонны открыт. Для герметизации устья скважины и подвешивания двух колонн НКТ используется (рис. 2) устьевая арматура по ТУ 3665-164-00147588-2008 «Арматура устьевая двухрядная концентричная» (АУДК).

РИСУНОК 3. Рост давления на буферном манометре – сигнал для проведения обработки

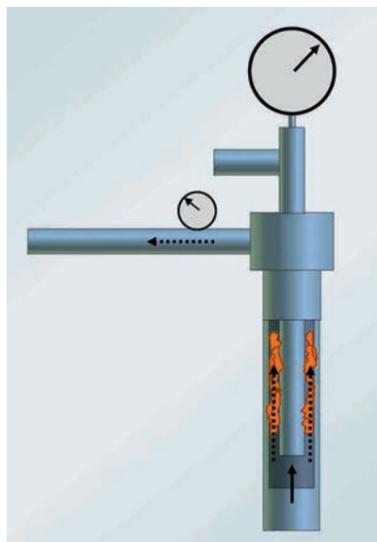


РИСУНОК 2. Арматура устьевая двухрядная концентричная



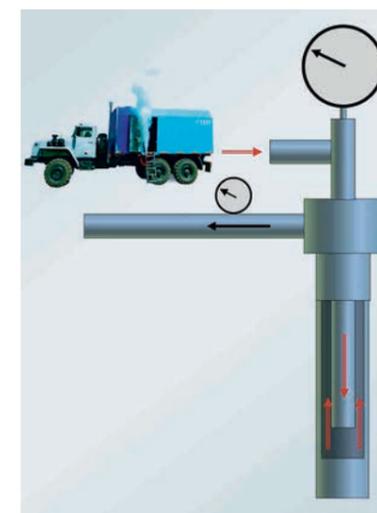
Сигналом для проведения обработки служат показания буферного манометра (рис. 3). Отложения АСПО в кольцевом пространстве препятствуют добыче, дебит снижается, происходит рост давления на буферном манометре, что является индикатором необходимости проведения очередной тепловой обработки. При помощи паропередвижной установки ППУА-100/1600 пар закачивается в НКТ меньшего диаметра через буферную задвижку. Внутренняя колонна НКТ работает по принципу теплообменника, где закачиваемый под давлением пар расплавляет отложившуюся в межтрубном пространстве НКТ массу АСПО.

На глубине около 250 м закачиваемый пар конденсируется, горячая вода поднимается по межтрубному пространству, дополнительно прогревается от стенок НКТ и вымывает АСПО в наземный трубопровод или специальную емкость. Для лучшего прогрева колонны НКТ закачку пара желательно проводить при остановленной УЭЦН. Замеры распределения температуры глубинным термометром в НКТ одной из скважин при закачке пара приведены в таблице 1. После проведения обработки методом прямой промывки отложения АСПО вымываются, дебит восстанавливается,

ТАБЛИЦА 1. Распределение температуры по глубине в НКТ одной из скважин при закачке пара при остановленной УЭЦН

Дата Время	Глубина	Температура
	м	°С
12.10.2023 12:04:21	5	129,4
12.10.2023 12:15:21	50	129,3
12.10.2023 12:27:21	100	128,6
12.10.2023 12:40:21	200	118,1
12.10.2023 12:54:21	300	79,7
12.10.2023 13:08:21	400	53,9
12.10.2023 13:30:21	480	44,2

РИСУНОК 4. После промывки давление на буферном манометре выравнивается с показаниями линейного давления



давление на буферном манометре выравнивается с показаниями линейного давления (рис. 4).

Дополнительно к тепловому способу [3] используется также гидродинамический метод [4]. Скорость подъема жидкости в НКТ 73 (60) мм по паспорту на УЭЦН5-45 составляет от 0,3 до 0,5 м/с. При снижении площади сечения скорость потока флюида в межтрубном пространстве увеличивается примерно в 7–8 раз, достигая 2 и более м/с. Течение потока жидкости при этом турбулизируется, дополнительно препятствуя отложению АСПО на стенках НКТ. Одновременно с увеличением скорости потока происходит и значительный рост температуры добываемого флюида на устье скважины, перенося точку кристаллизации АСПО из НКТ в наземный трубопровод. При запарафинивании лифта работа УЭЦН переводится в режим ПЭС на увеличенной частоте.

При необходимости также проводится тепловая обработка уже при работающей УЭЦН. Данные распределения температуры в НКТ одной из скважин в процессе закачки пара при работающем насосе приведены в таблице 2.

Опытно-промышленные испытания технологии проведены в пяти добывающих скважинах, оборудованных УЭЦН и осложненных выпадением АСПО, на Ромашкинском месторождении СП «Татнефть-Добыча».

ТАБЛИЦА 2. Распределения температуры в НКТ одной из скважин в процессе закачки пара при работающем насосе

Дата Время	Глубина	Температура
	м	°С
05.10.2023 12:44:59	5	145,8
05.10.2023 12:51:59	50	41
05.10.2023 13:04:59	100	24,1
05.10.2023 13:18:59	200	21,3
05.10.2023 13:32:59	300	22,3
05.10.2023 13:56:59	400	23,6
05.10.2023 14:13:59	480	24,5

При испытаниях были выявлены различные риски и приняты меры к их устранению.

Например, риск разгерметизации низа НКТ под действием высокого давления устранен путем замены низа (500 м) основной колонны на НКТ марки К, риск перегрева кабельной линии устранен добавлением паронитовых прокладок под пояски в интервале 0–50 м.

По результатам испытаний сделаны следующие выводы:

- Доказана технологическая эффективность предложенной методологии борьбы с АСПО – на всех скважинах прекращены обработки растворителем РПН.
- Подтверждена экономическая эффективность технологии: стоимость владения испытанной технологией в несколько раз ниже по сравнению с другими способами борьбы с АСПО (РПН, Эфрил317д, мобильный скребок, электропрогрев и др.).
- Технология экономически целесообразна:
  - для замены обработок РПН, Эфрил317д при их периодичности два и более раз в год;
  - для замены мобильного скребоквания (при количестве суток работы более 155 сут/год);
  - для замены электропрогрева (при количестве суток-проката более 116 сут/год).

Результаты испытаний были признаны успешными, работа переведена в лучшие практики.

В заключение следует отметить, что концентрические колонны НКТ для борьбы с АСПО в насосных скважинах практически одновременно с внедрением в СП «Татнефть-Добыча» нашли применение в АО «Зарубежнефть». Эта компания получила патент на полезную модель [5] на двухлифтовую компоновку НКТ, сообщается также об успешных испытаниях на двух скважинах Харьягинского месторождения. ●

**Литература:**

- Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. М.: МАКС пресс. 2008. 312 с.
- Патент РФ на изобретение № 2661951. Способ предупреждения отложения асфальтосмолистых и парафиновых компонентов нефти в насосно-компрессорных трубах в скважине и устройство для его осуществления / Корабельников М.И., Корабельников А.М. МПК E21B 37/06, заявл. 03.04.2017, опубл. 23.07.2018. Бюл. № 21.
- Патент РФ на изобретение № 2779242. Способ борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтепромысловом оборудовании / Чернышов К.И., Дроздов А.Н. МПК E21B 37/00, заявл. 24.12.2021, опубл. 05.09.2022. Бюл. № 25.
- Патент РФ на изобретение № 2809415. Способ борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтепромысловом оборудовании в процессе эксплуатации скважины / Дроздов А.Н., Чернышов К.И. МПК E21B 37/00, заявл. 29.06.2023, опубл. 11.12.2023. Бюл. № 35.
- Патент РФ на полезную модель № 220391. Двухлифтовая компоновка насосно-компрессорных труб для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями тепловым методом / Палий А.В., Чернов Д.А., Прытков В.Г., Кронин А.М., Ряхин М.С. МПК E21B 37/00, заявл. 09.12.2022, опубл. 12.09.2023. Бюл. № 26.

**KEYWORDS:** asphalt-resin-paraffin deposits, concentric columns of pumping and compressor pipes, anti-ASF technology, pumping operation of wells, installation of submersible electric centrifugal pumps.

# ГРОНИНГЕН: ДО СВИДАНИЯ, великан

ОСЕНЬЮ ПРОШЛОГО ГОДА БЫЛА ОСТАНОВЛЕНА ДОБЫЧА НА КРУПНЕЙШЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В ЕВРОПЕ. КАК ОСВАИВАЛОСЬ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НА ПРОТЯЖЕНИИ БОЛЕЕ ПОЛУВЕКА И ПОЧЕМУ УНИКАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЛОКОМОТИВ УТРАТИЛ СВОЙ ПОТЕНЦИАЛ?

LAST FALL, PRODUCTION WAS STOPPED AT THE LARGEST FIELD IN EUROPE. HOW WAS THE FIELD DEVELOPED FOR MORE THAN HALF A CENTURY, AND WHY DID THE UNIQUE ENERGY LOCOMOTIVE LOSE ITS POTENTIAL?

Ключевые слова: добыча газа, Голландия, Гронинген.

**Гончарова Наталья Николаевна**

студент

**Родина Надежда Валерьевна**

студент

**Козлов Андрей Михайлович**

доцент

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

Гронинген – крупнейшее газовое месторождение Западной Европы, открытое в 1959 году иолландской нефтяной компанией Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) при поиске нефти. Добыча газа началась в 1963 году. Несмотря на то, что в 1959 году объем газа оценивался в 60 млрд м<sup>3</sup>, к 1962 году запасы были увеличены до 470 млрд м<sup>3</sup>, а к 1967 году достигли 2 трлн м<sup>3</sup> и в конечном итоге составили поразительные для Европы 2800 млрд м<sup>3</sup>.

Всего с начала эксплуатации месторождения было добыто свыше 1,5 трлн м<sup>3</sup> газа, а остаточные запасы сегодня оцениваются в 2,7 трлн м<sup>3</sup>. Наличие таких запасов

предопределило развитие газового рынка Северной и Западной Европы, служило локомотивом промышленного развития второй половины XX века и, по некоторым оценкам, могло бы покрыть дефицит газа в ЕС. Однако с осени 2023 года добыча на месторождении была прекращена.

Следует отметить, что состав газа газового месторождения Гронинген отличается от большинства других месторождений в мире. Газ Гронингена содержит большое количество азота (14%) и меньшее количество энергии на м<sup>3</sup> – теплотворная способность ниже, чем у большинства других газовых месторождений

в Нидерландах, поэтому его называют низкокалорийным газом. Следует отметить, что по этой причине большинство бытовых приборов (например, для отопления и приготовления пищи) в Нидерландах, Германии, Бельгии и Северной Франции с 1960-х годов были адаптированы для использования этого низкокалорийного газа и их перевод на высококалорийный газ затруднен [1].

После начала эксплуатации месторождения на протяжении 60–70-х гг наблюдался значительный рост добычи и экспорта газа. После нефтяного кризиса 1973 г. и снижения темпов роста атомной генерации правительство решило снизить добычу газа на Гронингене и увеличить на мелких месторождениях, но к 2000–2013 гг. из-за продолжающегося снижения добычи малых газовых месторождений добычу на Гронингене начали увеличивать [2].

Следует отметить, что на месторождении добыто более 2,3 трлн м<sup>3</sup> газа и первоначально предполагалась его эксплуатация до 2080 г., но из-за падения давления в пластах в 3,7 раза начали происходить как просадка поверхности земли, так и землетрясения. Как следствие, добыча была снижена в два раза, но землетрясения продолжались [3].

К крупнейшим землетрясениям в районе месторождения исследователи относят землетрясение магнитудой 3,6 в Хейзинге в 2012 г. и землетрясение магнитудой 3,4 в Зирип в 2018 г. Эти события изменили общественное мнение о добыче на месторождении, и для снижения сейсмической активности и обеспечения безопасности жителей Гронингена по рекомендации Государственного надзора за шахтами (Staatstoezicht op de mijn; SodM) добыча сократилась до 12 млрд м<sup>3</sup> в год [4]. После этих событий закрытие месторождения стало неминуемым.

Последствия снижения добычи и изменения на газовом рынке Голландии заставило потребителей пересмотреть свои поставки в зимний период 2021–2023 г. Следует учитывать, что более чем за 50 лет Нидерланды и некоторые районы Германии, Бельгии

РИСУНОК 1. Месторождение Гронинген [1]



и Франции построили свои сети для работы на низкокалорийном топливе, производимом именно на Гронингене. Они сталкиваются с проблемами при приеме в сети высококалорийного газа из России или Норвегии.

По решению суда на месторождении снова были снижены объемы добычи до 2,8 млрд м<sup>3</sup> газа в год в период с 1 октября 2022 года по 30 сентября 2023 года. Это минимальное количество необходимое для поддержания скважин в рабочем состоянии и возможность государства реагировать на кризисные ситуации газового рынка, которые могут привести к нехватке газа для голландских домохозяйств [5, 6].

Для Бельгии, Германии и Франции сокращение и в конечном счете прекращение добычи газа в Гронингене уже приводит к изменению тарифов на электроэнергию. Также для возможности замены газа Гронингена следует построить специальные установки для снижения калорийности газа путем добавления в него азота и GTG Nord – немецкий сетевой оператор рыночной зоны EWE планирует установить такой завод.

А Бельгия намерена к 2030 году перевести свою газовую сеть с низкокалорийного газа на высококалорийный [7].

Таким образом, из-за гонки добычи в 60–80-е гг. уникальный энергетический локомотив Европы утратил свой потенциал, и один из центров газодобычи Европы – Голландия – навсегда потерял один из источников своего экономического процветания и становится с импортером природного газа. ●

#### Литература

- <https://www.nlog.nl/en/groningen-gasfield>.
- <https://www.europeangashub.com/the-rise-and-fall-of-the-dutch-groningen-gas-field.html>.
- Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Проблемы газовой отрасли Нидерландов: рекордный рост сейсмической активности на месторождении Гронинген. Газовая промышленность, 2018, 4 (767). С. 126–135.
- <https://www.europeangashub.com/the-rise-and-fall-of-the-dutch-groningen-gas-field.html>.
- <https://www.raadvanstate.nl/uitspraken/@138983/202206180-1-r4/?highlight=Groningen%20#toonpersbericht>.
- <https://nltimes.nl/2023/08/30/dutch-govt-allowed-keep-groningen-gas-field-open-year-council-state>.
- <https://www.europeangashub.com/the-rise-and-fall-of-the-dutch-groningen-gas-field.html>.

KEYWORDS: gas production, Holland, Groningen.

# Морское приключение и незабываемые каникулы с Westin Maldives Miriandhoo Resort



РЕКЛАМА

Мальдивские острова с их невероятным пейзажем давно стали синонимом шикарного отдыха. Но взыскательную публику трудно удивить одними лишь природными красотами, вот почему Westin Maldives Miriandhoo Resort предлагает своим гостям особенную атмосферу, сочетающую активный отдых с возможностью уединения и погружения в релаксирующую атмосферу.



Отель Westin Maldives Miriandhoo Resort отделяет от аэропорта тридцать минут полета на гидросамолете. Этот недолгий перелет не только не утомит после длительного путешествия, но и позволит насладиться прекрасными видами океана и атолла Баа, на котором расположен отель. Атолл лишь недавно стал превращаться в место отдыха, сегодня более трех четвертей его островов по-прежнему необитаемы и являют собой заповедник нетронутой природы, охраняемый ЮНЕСКО.



Атолл имеет протяженную рифовую стену и дарит ценителям подводного плавания невероятную возможность совершить путешествие к миру флоры и фауны океанского дна. Все необходимое снаряжение для снорклинга, дайвинга и других активных развлечений можно арендовать в отеле.

Не только в море, но и на самом острове туристов ждет эксклюзивный доступ к животному и растительному миру. Любоваться этими природными красотами можно прямо из окна собственной виллы.

По своему вкусу гости могут выбрать любую из 69 вилл. Каждая из них – это не только место уединения, но и совершенный комфорт на лоне природы, ведь что может сравниться с видами заката над океаном, особенно если любоваться ими из собственного бассейна.

А для тех, кто мечтает проснуться и сразу оказаться на мягком белом песке, идеальны пляжные виллы.

Активный отдых требует много энергии, для чего надо как следует подкрепиться. Отель предлагает своим гостям блюда разных кухонь мира, которые не оставят равнодушными даже самых изысканных гурманов.



Island Kitchen – основной ресторан, расположенный рядом с бассейном, предлагает блюда международной кухни. The Pearl – водный ресторан японской кухни с впечатляющими видами и свежими морепродуктами. Hawker – ресторан азиатской и фьюжн-кухни. Sunset Bar – бар с легкими закусками и освежающими напитками.

Отель Westin Maldives Miriandhoo Resort уже 10 лет создает для своих гостей атмосферу качественного отдыха и релакса, следуя основным принципам: «Хорошо кушать», «Хорошо спать», «Хорошо играть», «Хорошо двигаться», «Хорошо себя чувствовать».



Атмосферу отдыха дополняют занятия медитацией и спа-процедуры. Опытные мастера йоги помогут расслабиться и привести к гармонии тело, разум и чувства. В завершении дня, наполненного активными развлечениями, гостей отеля ждет особенный глубокий сон на кровати Westin Heavenly Bed.

Westin Maldives Miriandhoo Resort продумали каждую деталь, чтобы отдых в отеле оставил незабываемые впечатления и заряд энергии.

# ТЭО РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТИШРИН с применением паротеплового воздействия

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТИШРИН, НАХОДЯЩЕГОСЯ НА ТЕРРИТОРИИ СИРИИ. МЕСТОРОЖДЕНИЕ СОДЕРЖИТ ВЫСОКОВЯЗКУЮ НЕФТЬ, ОСНОВНЫЕ ЗАПАСЫ КОТОРОЙ СОСРЕДОТОЧЕНЫ В ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХСЯ КРАЙНЕ НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ. В СВЯЗИ С ЭТИМ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИМЕНЯЕТСЯ ПАРОТЕПЛОВАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН. ВНЕДРЕНИЕ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ РАССМАТРИВАЕТСЯ КАК НОВЫЙ ВАРИАНТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРИ ЭТОМ ПРОВОДИТСЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ, КАК БЕЗ МЕТОДА ПРИМЕНЯЕМОГО ЗА БАЗУ СРАВНЕНИЯ, ТАК И С НИМ, С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАТРАТ ПРИ ПАРОТЕПЛОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ. ОЦЕНКА ВАРИАНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА ПРОВЕДЕНА ПО МОДЕЛИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО В СИРИИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ И ПО МОДЕЛИ СРП. КАК ПОКАЗАЛИ РАСЧЕТЫ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД ИНВЕСТОРА И ГОСУДАРСТВА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ЗНАЧИТЕЛЬНО ВЫШЕ, ЧЕМ В БАЗОВОМ ВАРИАНТЕ, ЧТО СООТВЕТСТВУЕТ ВЫСОКОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭТОГО МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

*THE ARTICLE DISCUSSES A TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE DEVELOPMENT OF THE TISHRIN OIL FIELD LOCATED IN SYRIA. THE FIELD CONTAINS HIGHLY VISCOUS OIL, THE MAIN RESERVES OF WHICH ARE CONCENTRATED IN FRACTURED RESERVOIRS CHARACTERIZED BY EXTREMELY LOW PERMEABILITY. IN THIS REGARD, TO INTENSIFY THE PRODUCTION OF RESIDUAL OIL RESERVES IN THE FIELD, THERMAL STEAM TREATMENT OF THE BOTTOMHOLE ZONES OF WELLS IS USED. THE INTRODUCTION OF THERMAL STEAM TREATMENT IS CONSIDERED AS A NEW OPTION FOR FIELD DEVELOPMENT. AT THE SAME TIME, AN ECONOMIC ASSESSMENT OF THE OPTIONS IS CARRIED OUT BOTH WITHOUT THE METHOD USED AS A COMPARISON BASE AND WITH IT, TAKING INTO ACCOUNT THE FEATURES OF THE FORMATION OF COSTS DURING THERMAL STEAM TREATMENT. THE ASSESSMENT OF THE OPTION WITH THE METHOD WAS CARRIED OUT USING THE CURRENT TAXATION MODEL IN SYRIA AND THE PSA MODEL. ACCORDING TO THE CALCULATIONS THE NET PRESENT VALUE OF THE INVESTOR AND THE STATE USING THERMAL STEAM TREATMENT IS SIGNIFICANTLY HIGHER THAN IN THE BASE CASE, WHICH CORRESPONDS TO THE HIGH ECONOMIC EFFICIENCY OF USING THIS METHOD OF INCREASING OIL RECOVERY*

Ключевые слова: экономическая оценка, инвестиционный проект, нефтяное месторождение, прогнозные оценки, инвестиционный процесс, экономическая методика.

## Богаткина Юлия Геннадьевна

ведущий научный сотрудник, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, к.т.н.

## Сарданашвили Ольга Николаевна

с.н.с., заведующая лабораторией, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), к.т.н.

Месторождение Тишрин находится на территории Сирии и входит в нефтегазоносный бассейн Персидского залива. Месторождение расположено в 20 км к северо-западу от города Эль-Хасеке. Открыто в 1976 году.

В тектоническом отношении представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания, разбитую тектоническими нарушениями амплитудой до 50 м. Балансовые запасы нефти – 84,6 млн м<sup>3</sup>, извлекаемые – 13,5 млн м<sup>3</sup>.

Месторождение содержит высоковязкую нефть, основные запасы которой сосредоточены

в трещиноватых коллекторах, характеризующихся крайне низкой проницаемостью. Разработка месторождений такого типа на естественном режиме обычно сопровождается низкой нефтеотдачей. Искусственное воздействие в таких условиях связано с необходимостью преодоления неравномерной выработки запасов из-за крайне неоднородного характера фильтрационной характеристики коллектора. При этом неоднородность вытеснения нефти может наблюдаться как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях.

Для интенсификации добычи остаточных запасов нефти на месторождении Тишрин применяется паротепловая обработка призабойных зон скважин с использованием передвижных парогенераторов. Этот метод является способом разработки

и воздействия для создания в пласте тепловых оторочек с последующим их проталкиванием нагретой водой. Это мероприятие направлено в первую очередь на снижение вязкости нефти, что является определяющей предпосылкой интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Кроме того, адресные паротепловые обработки скважин (ПТОС) позволят осуществлять выравнивание профиля вытеснения нефти в первую очередь на малопроницаемых частях залежей [1–4].

Для проведения паротепловой обработки скважин (ПТОС) на стадии падающей добычи предусмотрено дополнительное бурение 13 горизонтальных скважин. Для оценки возможности использования метода осуществляется проведение паротепловых обработок в 12 действующих скважинах.

Основной принцип эффективной разработки месторождения сводится к необходимости оптимизации горизонтальной и вертикальной компонент извлечения нефти. Роль каждой из упомянутых компонент определяется геологической и фильтрационной характеристикой месторождения и отдельных его частей. При этом вертикальные скважины рассматриваются как техническое средство, обеспечивающее в основном горизонтальный приток флюидов, а горизонтальные – вертикальный.

Внедрение паротеплового воздействия рассматривается как новый вариант разработки месторождений. При этом проводится экономическая оценка вариантов, как без метода применяемого за базу сравнения, так и с ним, с учетом особенности формирования затрат при паротепловом воздействии.

Экономические расчеты и оценка эффективности освоения остаточных запасов нефти и газа месторождения Тишрин проведены по технологическим вариантам, базовому – с 5%-ным годовым падением уровней добычи и по вновь проектируемому варианту с применением паротеплового воздействия, с бурением горизонтальных скважин, с внедрением гидроразрыва и бурением боковых стволов в вертикальных скважинах.

Исходной информацией для проведения расчетов являются геолого-технологические параметры вариантов разработки, рассчитанные на 20 лет, представленные компанией Зарубежнефть начиная с 2011 года, а также экономические удельные нормативы капитальных вложений в расчете на одну добывающую скважину (бурение, нефтепромысловое обустройство и оборудование, не входящее в сметы строок) и удельные нормы эксплуатационных расходов по элементам сметы затрат.

Экономические показатели по вариантам и мероприятиям по увеличению нефтеотдачи рассчитаны в динамике по годам разработки и в целом за контрактный период с использованием методики и программных средств для решения экономических задач в инвестиционных проектах.

Оценка вариантов разработки выполнена по методике и модели действующего налогообложения в Сирии и по модели СРП, разработанной в ИПНГ РАН, исходя из цены на нефть равной 158 долл. за м<sup>3</sup> и на газ 60 долл. за 1000 м<sup>3</sup> [5–8]. При расчетах экономических показателей учтены следующие нормативные отчисления – роялти в размере 12,5% и налог на прибыль – 35%. Для оценки вариантов применен многокритериальный подход с расчетом системы экономических показателей, выступающих в качестве критериев. Это накопленный чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности, срок окупаемости и индекс доходности. Основой для определения всех критериев эффективности является прогнозируемый поток денежной наличности, непосредственно связанный с реализацией инвестиционного проекта. Из названных выше оценочных показателей определяющим является чистый дисконтированный доход, отражающий накопленные потоки денежной наличности. Экономическая сущность критерия основывается на рыночной категории – стоимости запасов (активов), заключенных в недрах и доказанных геологоразведкой, которые должны эффективно использоваться на взаимовыгодных условиях сирийской компанией и государством.

Как было отмечено выше, в составе капитальных вложений учтены затраты на бурение новых горизонтальных скважин, их оборудование под эксплуатацию, подключение к системе сбора и транспорта, хранение нефти и газа. Также включены затраты на бурение боковых стволов в вертикальных скважинах. Капитальные вложения также включают в себя как затраты на расширение и реконструкцию действующих промысловых объектов, так и новое строительство. В расчеты включены затраты на расширение системы сбора, транспорта, подготовки и хранения нефти и газа, а также учтены дополнительные затраты на ЛЭП, КИП, автоматизацию, на строительство внутрипромысловых дорог (подъездов) к новым скважинам, ДНС, КСП к базам обслуживания.

В связи с внедрением паротеплового воздействия в варианте были определены капитальные затраты на парогенераторы (3 штуки), паропроводы, водоснабжение и др.

Эксплуатационные расходы на добычу нефти по вариантам разработки рассчитаны в разрезе сметы затрат по однородным экономическим элементам (заработная плата, ремонтные работы, вспомогательные материалы, топливо, энергия, амортизация, затраты на закачку пара, прочие эксплуатационные расходы и платежи в составе себестоимости добычи нефти).

По базовому варианту не предусмотрен в проекте ввод новых мощностей, поэтому в расчетах по нему учтены только эксплуатационные расходы.

Так как в базовом варианте отсутствуют капитальные вложения, а значит, нет составляющей части для расчета внутренней нормы рентабельности, то этот критерий в данном случае не является показательным.

Сравнительная характеристика вариантов по действующему в Сирии налогообложению представлена в таблице 1.

Как показали расчеты, чистый дисконтированный доход инвестора и государства с применением паротеплового воздействия более чем в два раза выше, чем в базовом варианте,

УДК 004.330.322:622.276

ТАБЛИЦА 1. Техничко-экономическая оценка разработки месторождения по двум вариантам

	Базовый вариант	Вариант с применением МУН
Фонд добывающих скважин (шт.)	75	167
Фонд нагнетательных скважин (шт.)	0	0
Добыча нефти (тыс. т)	4614	12602
Добыча газа (млн м³)	551	1696
Выручка от реализации нефти (млн \$)	729	2039,7
Выручка от реализации газа (млн \$)	0	101,8
Суммарная выручка (млн \$)	729	2141
Капитальные вложения (млн \$)	0	156
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн \$)	267	658
В том числе:		
Условно-постоянные эксплуатационные расходы (млн \$)	131	251
Условно-переменные эксплуатационные расходы (млн \$)	29	79
Налоги в составе себестоимости (млн \$)	107	327
Налоги вне себестоимости (млн \$)	162	464
Себестоимость (\$/т)	63	56
Поток денежной наличности (млн \$)	300,59	862,39
Чистый дисконтированный доход (млн \$)	171,60	382,85
Срок окупаемости (лет)	0	1
Внутренняя норма рентабельности (%)	50	50
Индекс доходности (ед.)	3	4
Доход государства (млн \$)	268,51	773,19
Дисконтированный доход государства (млн \$)	151	384

РИСУНОК 1. Схема раздела продукции между государством и инвестором



что соответствует высокой экономической эффективности применения этого метода повышения нефтеотдачи. При этом значения дисконтированного дохода недропользователя и государства практически равны.

Также была проведена технико-экономическая оценка варианта с применением закачки пара на условиях СРП при различном уровне компенсационной нефти и распределении прибыльной продукции (рис. 1, таблица 2).

Для определения закономерностей изменения дохода государства и инвестора на условиях СРП были проведены расчеты для различных условий выделения компенсационной продукции, идущей на покрытие затрат и распределение доходной нефти. При этом исследовался диапазон изменения максимального покрытия затрат от 70 до 40% и распределение прибыльной продукции от 40 до 60% для инвестора (таблица 2). Все расчеты проводились при действующих затратах и устойчивой цене на нефть с реализацией продукции на внешний рынок.

Необходимо отметить, что максимальная величина дохода государства приходится на минимальные компенсационные условия для инвестора при 40, 50, 60 и 70%, что свидетельствует о противоречивости интересов партнеров. Известно, что при отрицательных потоках денежной наличности проектные решения по вариантам следует исключать из рассмотрения. Было также установлено, что именно при 70 процентах покрытия затрат, целесообразно принимать решения, которые приведут к согласованному и взаимовыгодному интересам государства и инвестора. Принятый процент продукции, выделенной на покрытие затрат при наибольшем значении дисконтированного потока денежной наличности обеспечивает более надежную финансовую самостоятельность инвестора при вводе новых скважин в разработку.

Сравнение эффективности варианта разработки с применением МУН на основе действующего налогообложения и налогообложения на условиях СРП показало, что по второй модели значение ЧДД немного ниже, чем в первой модели. Однако государство, как хозяин недр, при всех вышерассмотренных условиях раздела продукции, получает высокий доход, который гораздо выше, чем при обычном налогообложении. Поэтому оно должно быть заинтересовано в практической реализации инвестиционных проектов по модели СРП с целью повышения эффективности разработки месторождения. Следует отметить, что результаты исследований по модели налогообложения

ТАБЛИЦА 2. Техничко-экономическая оценка разработки месторождения с применением МУН на условиях СРП

	Процент распределения прибыльной продукции в пользу инвестора	Процент распределения прибыльной продукции в пользу государства	Чистый дисконтированный доход инвестора (NPV)	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Дисконтированный доход государства	Срок окупаемости
	%	%	тыс. \$	%	тыс. \$	годы
<b>Максимальное покрытие затрат инвестора</b>						
<b>70 %</b>						
1	60	40	248639,151	50,00	520773,4796	0
2	50	50	207155,887	50,00	562256,7433	0
3	40	60	165672,623	50,00	603740,007	0
<b>60 %</b>						
4	60	40	248488,656	50,00	520923,974	0
5	50	50	206967,769	50,00	562444,8613	0
6	40	60	165241,409	50,00	604171,221	1
<b>50 %</b>						
7	60	40	248055,32	50,00	521357,3102	0
8	50	50	205997,779	50,00	563414,8514	1
9	40	60	163254,321	50,00	606158,3096	1
<b>40 %</b>						
10	60	40	246619,582	50,00	522793,0477	1
11	50	50	203345,711	50,00	566066,9197	1
12	40	60	160071,839	50,00	609340,7916	1

РИСУНОК 2. Распределение дисконтированных доходов государства и недропользователя при 70% компенсации затрат



на условиях СРП и полученные графические зависимости могут быть рекомендованы как типичные закономерности для принятия конкретных проектных решений и экспертных оценок при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти по месторождению Тишрин.

Таким образом, применение паротеплового воздействия с применением двух налоговых режимов обеспечит высокую экономическую эффективность разработки рассматриваемого месторождения. ●

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

**Литература**

1. Пеленичка Л.Г., Михалевиц В.И. Опыт паротепловой доработки месторождения // Нефтяное хозяйство, 1982, № 10. – С. 29–31.
2. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М.: Нефть и газ. – 1996. – 284 с.
3. Артеменко А.И., Кацавцев В.Е., Фаткуллин А.А. Пароциклическое воздействие как один из приоритетов добычи высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. 2005. № 6. С. 113–115.
4. Мищенко И.Т., Искрицкая Н.Н., Богословский С. А. Выбор способа эксплуатации скважин с трудноизвлекаемыми запасами. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2005. – 448 с.
5. Геология и разработка месторождений нефти и газа Сирии / Н.А. Еремин, И.К. Басниева, А.Н. Еремин [и др.]. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. – 185 с.
6. Особенности разработки месторождений Тишринской нефтегазоносной зоны Сирийской Арабской Республики / Н.А. Еремин, И.К. Басниева, О.Н. Сарданашвили, Алали Валид [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2018. – № 2(74). – С. 42–45.
7. Перспективы нефтегазоносности Сирии / Н.А. Еремин, Т.С. Зиновкина, Н.А. Шабалин, А.Н. Еремин // Геология нефти и газа. – 2017. – № 2. – С. 76–82.
8. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.

KEYWORDS: economic assessment, investment project, oil field, forecast estimates, investment process, economic methodology.

# ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ИНДИКАТОРОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КОМПАНИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

СИСТЕМА ИНДИКАТОРОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КОМПАНИЙ ТЭК ПРЕДОСТАВЛЯЕТ КОМПЛЕКСНУЮ ИНФОРМАЦИЮ О ФИНАНСОВОМ СОСТОЯНИИ, РИСКАХ И УГРОЗАХ, А ТАКЖЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСОВ. ОНА ПОЗВОЛЯЕТ ПРОВОДИТЬ АНАЛИЗ И МОНИТОРИНГ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ВЫЯВЛЯТЬ ПРОБЛЕМНЫЕ ОБЛАСТИ И РАЗРАБАТЫВАТЬ СТРАТЕГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ КОМПАНИИ. ФОРМИРОВАНИЕ ТАКОЙ СИСТЕМЫ УЧИТЫВАЕТ СПЕЦИФИКУ ОТРАСЛИ, ТАКИЕ ФАКТОРЫ КАК ЦЕНЫ НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ, ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИННОВАЦИИ. ОНА СЛУЖИТ ОСНОВОЙ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ ОБОСНОВАННЫХ РЕШЕНИЙ И ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СРЕДЫ. ЦЕЛЬЮ ДАННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ИЗУЧЕНИЕ И АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ИНДИКАТОРОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, А ТАКЖЕ ИЗУЧЕНИЕ МЕТОДОВ И ПОДХОДОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ОЦЕНКИ И УПРАВЛЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ. ОБЪЕКТОМ ИССЛЕДОВАНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ ПАО «ЛУКОЙЛ»

*IN MODERN CONDITIONS, THE FORMATION OF A SYSTEM OF INDICATORS OF ECONOMIC SECURITY OF A FUEL AND ENERGY COMPLEX COMPANY PLAYS AN IMPORTANT ROLE. THIS SYSTEM PROVIDES COMPREHENSIVE INFORMATION ABOUT THE FINANCIAL CONDITION, RISKS AND THREATS, AS WELL AS THE EFFICIENCY OF RESOURCE USE. IT ALLOWS YOU TO ANALYZE AND MONITOR KEY INDICATORS, IDENTIFY PROBLEM AREAS AND DEVELOP STRATEGIES TO ENSURE THE STABILITY AND COMPETITIVENESS OF THE COMPANY. THE FORMATION OF SUCH A SYSTEM TAKES INTO ACCOUNT THE SPECIFICS OF THE INDUSTRY, SUCH FACTORS AS ENERGY PRICES, GEOPOLITICAL FACTORS AND TECHNOLOGICAL INNOVATIONS. IT SERVES AS A BASIS FOR MAKING INFORMED DECISIONS AND EFFECTIVE RISK MANAGEMENT IN THE MODERN ECONOMIC ENVIRONMENT. IN THIS STUDY, WE FOCUS ON THE RUSSIAN VERTICALLY INTEGRATED COMPANY PJSC LUKOIL*

**Ключевые слова:** индикаторы, экономическая безопасность, топливно-энергетический комплекс, анализ, риски, эффективность, технологии, угрозы, стабильность, прогнозирование.

УДК: 338:332.12



**Шестаков Роман Алексеевич**

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



**Зайкин Данила Витальевич**

*магистрант кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, магистрант высшей школы финансов РЭУ имени Г.В. Плеханова*

В условиях быстро меняющейся экономической среды и возрастающих рисков компании топливно-энергетического комплекса сталкиваются с необходимостью обеспечения своей экономической безопасности. В связи с этим формирование системы индикаторов экономической безопасности становится актуальной задачей для этих компаний. Мы считаем, что эти индикаторы являются ключевыми инструментами для оценки и контроля финансового состояния и устойчивости компании, а также выявления потенциальных рисков и угроз [1, 2].

Целью формирования системы индикаторов экономической безопасности компании топливно-энергетического комплекса является обеспечение раннего

выявления и анализа факторов, которые могут негативно повлиять на финансовую устойчивость и конкурентоспособность компании. Правильно выбранные и настроенные индикаторы позволяют оперативно реагировать на изменения во внутренней и внешней среде, предотвращать кризисные ситуации, принимать информированные решения и эффективно управлять ресурсами [3].

В данном исследовании мы рассмотрим важность формирования системы индикаторов экономической безопасности для компаний топливно-энергетического комплекса, а также основные проблемы, с которыми они сталкиваются, кроме того, проанализируем ключевые аспекты, которые следует учитывать при разработке такой системы, включая выбор подходящих индикаторов, методы оценки и мониторинга и взаимосвязь системы индикаторов с общими стратегическими целями и политикой компании.

Актуальность проводимого исследования обусловлена рядом факторов. Во-первых, топливно-энергетический комплекс является стратегически важной отраслью экономики любой страны. Во-вторых, компании топливно-энергетического комплекса сталкиваются с различными вызовами и угрозами, которые могут оказывать негативное влияние на их экономическую безопасность. В-третьих, отсутствие системы индикаторов экономической безопасности в компаниях топливно-энергетического комплекса может привести к нежелательным последствиям, таким как финансовые потери, снижение конкурентоспособности, потеря репутации и даже кризисные ситуации [4, 5].

Таким образом, проблематика исследования заключается в отсутствии системы индикаторов экономической безопасности компаний топливно-энергетического комплекса, что затрудняет эффективное управление их деятельностью. Исследование направлено на разработку такой системы индикаторов, которая позволит компаниям более точно оценивать свою экономическую безопасность, прогнозировать

возможные риски и принимать соответствующие меры для предотвращения потенциальных угроз.

Внутренние и внешние негативные факторы, влияющие на экономическую защищенность компании топливно-энергетического сектора, необходимо оценивать рационально и систематично. Внутренние угрозы сопряжены с административно-хозяйственным обеспечением предприятия, наличием высококвалифицированных кадров и достаточным уровнем корпоративных мощностей. Непосредственно внешние угрозы могут быть не взаимосвязаны с производственной деятельностью компании и способны возникнуть вне влияния предприятия.

Уровень защищенности компаний нефтегазового сектора в большинстве своем формулируется совокупностью влияния экономических, организационно-управленческих и технических факторов, состоящих в тесном взаимодействии, обеспечивая устойчивое реагирование на внутренние и внешние вызовы и угрозы, а также бесперебойное функционирование предприятий [6].

За последний год отечественные компании нефтегазового сектора столкнулись с глобальными и серьезными внешними вызовами, такими как отказ западных компаний от участия в российских проектах и ограничения на поставки энергоресурсов. Тем не менее отрасль продолжает демонстрировать стабильную работу и даже показывает рост по некоторым показателям. Это свидетельствует о том, что в последние годы был сформирован прочный фундамент, который позволяет эффективно сглаживать последствия внешних угроз и продолжать развитие отраслей ТЭК.

В 2022 году Россия столкнулась с новыми внешними вызовами в виде новых санкций, появившихся в связи с событиями на территории Украины. Европейский союз ввел санкции против России, включая ограничения на функционирование топливно-энергетического комплекса. В четвертом пакете санкций были запрещены инвестиции в российский энергетический сектор, а также оснащение иностранным

программным обеспечением и соответствующим цифровым оборудованием. Также были установлены ограничения на сделки с компаниями нефтяного сектора, включая такие компании, как ПАО «Газпромнефть», ПАО «Роснефть» и ПАО «Транснефть», которые занимаются добычей и транспортировкой нефти. Однако на тот момент покупка отечественного ископаемого топлива не подпадала под запрет [7].

Следует отметить, что в результате этих мер РН-Аэро, компания, занимающаяся реализацией авиационного топлива и обслуживанием авиационных судов в российских и зарубежных аэропортах, попала в санкционный список. Решение об ограничении ее деятельности было принято из-за поставок топлива РН-Аэро в симферопольский аэропорт.

В апреле 2022 года был опубликован пятый пакет санкций Европейского союза, запрещающий импорт товаров из ЕС в Россию, включая программное обеспечение, передовые полупроводники, квантовые компьютеры, оборудование и технологии СПГ и другие.

В сфере нефтепромышленности возникла проблема, связанная с запретом на ввоз определенного оборудования, необходимого для переработки нефти. Этот запрет затрагивает различные типы установок и технологий, таких как изомеризация, алкилирование и трансалкилирование, атмосферно-вакуумная перегонка углеводородов, сольвентная деасфальтизация, замедленное коксование, каталитический и термический крекинг, а также реакторы гидрокрекинга, флексикокинг, производство ароматических углеводородов, производство серы, технологии по производству и очистке водорода, а также висбрекеры [8].

Таким образом, нефтепромышленным компаниям стало затруднительно получить доступ к этому важному оборудованию, что может негативно сказаться на их процессе переработки нефти и производственных возможностях. Это ограничение влечет за собой проблемы с обновлением и модернизацией оборудования, что, в свою очередь, может повлечь снижение эффективности

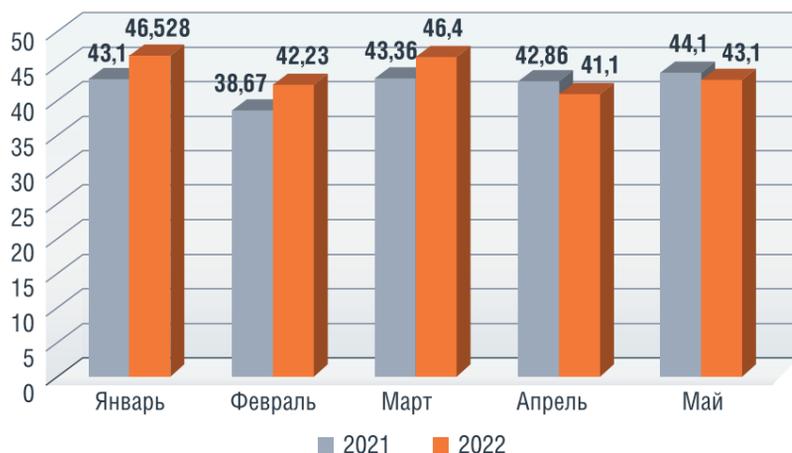
процессов переработки нефти, увеличение издержек и снижение конкурентоспособности компаний в отрасли [9, 10].

Запрет на ввоз указанных установок и технологий оказывает существенное влияние на сферу нефтепромышленности, и требуется разработка альтернативных решений или поиск замены для этого оборудования, чтобы компании могли поддерживать эффективность своих процессов переработки нефти и сохранять конкурентоспособность на рынке.

На рисунке 1 представлена добыча нефти и газового конденсата в России за 2021 и 2022 годы.

Таким образом, в апреле 2022 года в России произошло резкое снижение уровня добычи нефти, а именно почти на 9% по сравнению с предыдущим месяцем. Если в марте ежедневно добывалось в среднем 1,504 млн тонн нефти (общий объем добытой нефти и газовых конденсатов составил 46,4 млн тонн), то в апреле эти показатели снизились до 1,372 млн тонн в день и 41,1 млн тонн за месяц. С начала марта 2021 года в России наблюдалось постепенное увеличение объемов добычи нефти, так как ограничения, наложенные ОПЕК+ (организация стран-экспортеров нефти) на добычу, были постепенно смягчены. В апреле 2021 года России было разрешено увеличить добычу на 130 тысяч баррелей в день, а в следующие три месяца (май–июль) – еще на 114 тысяч баррелей в день. Благодаря этому Россия смогла увеличить объемы добычи нефти [14].

РИСУНОК 1. Объемы извлечения углеводородов, январь–май 2021 и 2022 гг., млн тонн [11–13]



На рисунке 2 представлена графическая интерпретация объема добычи нефти в России за период с января по май 2022 года.

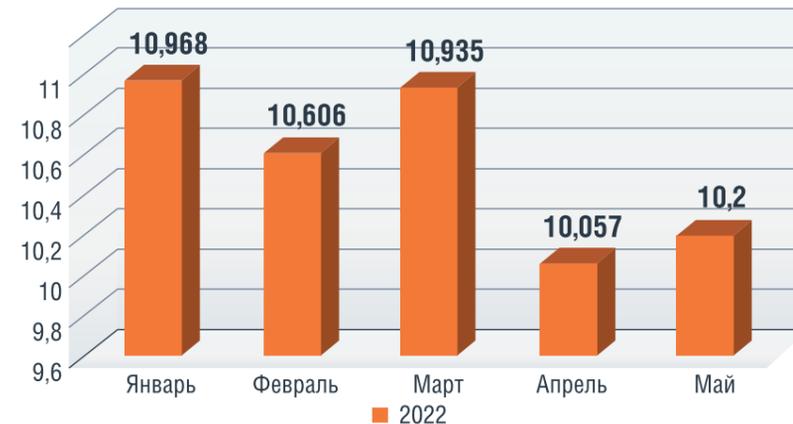
Таким образом, представленные данные доказывают наличие ряда проблем, способных оказать негативное влияние на деятельность компаний не только в текущем периоде, но и в перспективе.

В апреле цена на нефть марки Urals снизилась на 20,8% по сравнению с предыдущим месяцем. Тем не менее, несмотря на это снижение, цена все равно оставалась выше, чем в апреле предыдущего года. Дисконт марки Urals по сравнению с эталонной маркой нефти Brent составил 33%. Это связано с непростой ситуацией на рынке нефти, обусловленной санкциями против России [12].

По оценкам экспертов, несмотря на снижение стоимости, доходы, получаемые от продажи нефти, все равно остаются почти в два раза выше, чем было запланировано в бюджете страны. Низкая цена также привлекла внимание азиатских потребителей, особенно Китая и Индии.

В результате санкций против России запрещено приобретение необходимой для нефтедобычи техники. В 2021 году отмечался рост объемов нефтепереработки, что было связано с постепенным снятием ограничений, связанных с пандемией коронавируса. Согласно данным Минэнерго, к концу 2020 года в России было в эксплуатации 74 нефте- и газоперерабатывающих завода, а в апреле 2021 года было принято решение о модернизации 14 из них.

РИСУНОК 2. Отечественные показатели извлечения углеводородов в России, млн баррелей в сутки, январь–май 2022 г. [11–13]



Для этих целей требовались новая техника или ремонт существующего оборудования [13].

Одной из основных проблем в области обеспечения экономической безопасности предприятий топливно-энергетического комплекса является отсутствие методов повышения уровня экономической безопасности. Механизм управления экономической безопасностью нефтяных компаний включает разнообразные режимы и средства для регулирования деятельности, направленные на достижение экономической эффективности. Главной задачей этого механизма является обеспечение своевременного выявления потенциальных угроз и рисков для бизнеса.

Обладая полным контролем над цепочкой производства углеводородов и нефтепродуктов, публичное акционерное общество «ЛУКОЙЛ» является крупной отечественной нефтяной компанией. В настоящее время компания владеет более чем 2% мировой добычи нефти и примерно 1% общих запасов углеводородов.

ПАО «ЛУКОЙЛ» в основном осуществляет свою деятельность на территории России, где ему принадлежит подавляющее большинство запасов углеводородов и на его долю приходится значительная доля добычи нефтепродуктов во всем мире, компания также добывает продукцию в шести других странах мира.

ПАО «ЛУКОЙЛ» формирует основную часть прибыли за счет реализации нефти и продуктов ее переработки на внешних рынках.

Следовательно, результаты деятельности компании в основном зависят от положения рынков за рубежом. Однако, компания стабилизирует свое состояние после негативных последствий, связанных с рядом факторов внешней среды.

На основании анализа финансовых показателей компании ПАО «ЛУКОЙЛ» [11–13, 15–16], можно сделать вывод о том, что положение объекта исследования, достаточно, устойчиво и имеет способность к финансированию своих функционирующих целей.

Исходя из данных, представленных в таблице 1, возможно сделать вывод, что в 2019 году коэффициент маневренности ПАО «Лукойл» находился в нормативных пределах, что указывает на независимость компании от кредиторов. Однако в 2020 году данный показатель снизился до 0,09, что свидетельствует об ухудшении финансового состояния

компании. В 2021 году значение коэффициента выросло до 0,2, превысив значения предыдущих лет, что указывает на наличие достаточного количества финансовых средств для погашения оборотных активов [13].

В целом коэффициент автономии помогает определить уровень зависимости компании от финансовых ресурсов, и за анализируемый период он оставался стабильным, что подчеркивает значимость собственных источников финансирования.

Таким образом, ПАО «ЛУКОЙЛ» имеет достаточные финансовые ресурсы для покрытия своих текущих обязательств и развития бизнеса в будущем. В целом коэффициент финансовой устойчивости является важным показателем для инвесторов и партнеров компании, так как он отражает ее способность выживать в условиях экономической нестабильности и конкуренции.

Подробный анализ системы экономической безопасности ПАО «ЛУКОЙЛ» показал, что организация осуществляет эффективные операции по контролю и предотвращению рисков с точки зрения важнейших составляющих экономической безопасности. Организация предпринимает все возможные меры предосторожности для предотвращения потенциальных угроз, и в ситуациях, когда возникают риски, принимаются соответствующие меры для смягчения связанных с ними потерь путем их минимизации.

ТАБЛИЦА 1. Финансовые показатели Группы ЛУКОЙЛ за 2019–2021 гг. [11–13]

Показатель	Год			Норматив
	2019	2020	2021	
Коэффициент маневренности	0,10	0,09	0,20	0,2–0,5
Коэффициент автономии	0,67	0,69	0,66	0,5–0,7
Коэффициент финансовой устойчивости	0,80	0,85	0,82	0,8–0,9
Коэффициент обеспеченности запасов собственными источниками финансирования	0,84	0,92	1,93	0,5 и выше
Коэффициент обеспеченности оборотных активов собственными источниками финансирования	0,22	0,31	0,42	0,1 и выше

Проведенный в исследовании анализ позволил прийти к заключениям, что как в отечественной, так и в зарубежной экономической литературе представлено множество определений категории «Экономическая безопасность». Кроме того, существует множество подходов к оценке и анализу ее уровня. Отметим, что каждому методу соответствует своя система показателей. В современных условиях считаем целесообразным использовать комплекс индикаторов риск-ориентированного и метода интегральной оценки [8].

Сам объект исследования представляет собой крупную вертикально-интегрированную нефтяную компанию, функционирующую на всех сегментах нефтегазового рынка (от разведки, разработки и добычи до реализации нефтепродуктов потребительского назначения). Финансовое состояние компании изменчиво на протяжении всего рассматриваемого периода, о чем свидетельствуют показатели ликвидности, устойчивости, рентабельности и свободного денежного потока в 2020 году. Причиной, безусловно, являются такие геополитические факторы, как ограничения в рамках соглашения ОПЕК+ и пандемия, охватившая весь мир [14].

Сильными сторонами в деятельности компании являются высокая технологичность добычи и производства углеводородов, эффективная система менеджмента, географическая и продуктовая диверсификация деятельности. К слабым сторонам следует отнести такие факторы, как высокая степень зависимости от иностранных поставщиков оборудования, комплектующих и ИТ (информационных технологий), а также значительный удельный вес иностранных активов.

Основную угрозу по результатам стратегического анализа представляют геополитические факторы, санкционное давление со стороны недружественных стран, установление «потолка» цен на углеводороды, законодательные изменения в отношении налогового и экологического права, а также возможность национализации зарубежных активов. Следует отметить и возможности, связанные

с выходом на новые рынки сбыта и активным импортозамещением [15, 16].

В течение 2021 года Группа «ЛУКОЙЛ» реализовала различные меры по совершенствованию своей системы внутреннего контроля в соответствии как с Правилами внутреннего контроля ПАО «ЛУКОЙЛ», так и с интегрированными функциями подразделений, ответственных за организацию и администрирование систем внутреннего контроля в организациях Группы «ЛУКОЙЛ». Эти меры были направлены на повышение эффективности использования активов и минимизацию потерь за счет повышения эффективности внутреннего контроля. Комплекс мероприятий включал внедрение стандартизированных требований к внутреннему контролю в деятельность Группы «ЛУКОЙЛ», оперативное устранение выявленных недостатков, приведение структуры внутреннего контроля в соответствие с реальными бизнес-процессами и соблюдение требований Федеральной налоговой службы по организации ИС (информационных систем) для организаций группы «ЛУКОЙЛ», участвующих или готовящихся к участию в налоговом мониторинге [9].

Подводя итог вышеизложенного, отметим, что подробный анализ системы экономической безопасности ПАО «ЛУКОЙЛ» показал, что организация осуществляет эффективные операции по контролю и предотвращению рисков с точки зрения важнейших составляющих экономической безопасности. Организация предпринимает все возможные меры предосторожности для предотвращения потенциальных угроз, и в ситуациях, когда возникают риски, принимаются соответствующие меры для смягчения связанных с ними потерь путем их минимизации, насколько это возможно. ●

**Литература**

1. Закон РФ от 5 марта 1992 г. № 2446-1 «О безопасности» (с изменениями и дополнениями) – Доступ из справ.-правовой системы Гарант. – URL: <http://base.garant.ru> (дата обращения: 12.12.2023).
2. Федеральный закон «О безопасности» от 28.12.2010 № 390-ФЗ (последняя редакция) –

Доступ из справ.-правовой системы Гарант. – URL: <http://base.garant.ru> (дата обращения: 16.12.2023).

3. Федеральный закон от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» (с изменениями и дополнениями) – Доступ из справ.-правовой системы Гарант. – URL: <http://base.garant.ru> (дата обращения: 12.12.2023).
4. Указ Президента РФ от 13 мая 2017 г. № 208 «О Стратегии экономической безопасности Российской Федерации на период до 2030 года» – Доступ из справ.-правовой системы Гарант. – URL: <http://base.garant.ru> (дата обращения: 06.12.2023).
5. Вейс Ю.В., Соболева Р.С. Цифровая трансформация предприятий ТЭК с учетом стратегии общего и инвестиционного развития: особенности и перспективы развития // Тенденции развития науки и образования. – 2020. – № 61-6. – С. 53–56.
6. Воронцовский А.В. Управление рисками: учебник и практикум для вузов / А.В. Воронцовский. – 2-е изд. – М.: Издательство Юрайт, 2020. – 485 с. – 273 с.
7. Горбачева А.А., Кормишин А.Е. Потенциал цифровой трансформации отраслей российского ТЭК // Modern Economy Success. – 2019. – № 1. – С. 20–27.
8. Безродный А.А., Цзинь В., Короленок А.М. Целеполагание, устойчивость и построение структур систем нефтепродуктообеспечения // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9, № 1. – С. 99–105.
9. Логико-имитационное моделирование функционирования энергетических систем / И.Ю. Лисин, С.В. Ганага, А.М. Короленок, Ю.В. Колотилев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 2. – С. 94–98.
10. Климочкин О.В. Экономическая безопасность промышленного предприятия: проблемы вывода из-под криминального влияния: диссертация кандидата экономических наук: 08.00.05 / Климочкин Олег Владимирович – Москва, 2022. – 196 с.
11. Консолидированная финансовая отчетность по МСФО ПАО «ЛУКОЙЛ» 2019 год URL: <https://lukoil.ru/FileSystem/9/455006.pdf> (дата обращения: 06.12.2023).
12. Консолидированная финансовая отчетность по МСФО ПАО «ЛУКОЙЛ» 2020 год URL: <https://lukoil.ru/FileSystem/9/534854.pdf> (дата обращения: 06.12.2023).
13. Консолидированная финансовая отчетность по МСФО ПАО «ЛУКОЙЛ» 2021 год URL: [file:///C:/Users/User/AppData/Local/Temp/Rar\\$Dla15832.23519/FS%20IFRS%20Rus%201221.pdf](file:///C:/Users/User/AppData/Local/Temp/Rar$Dla15832.23519/FS%20IFRS%20Rus%201221.pdf) (дата обращения: 06.12.2023).
14. Ломовцева А.В., Трофимова Т.В. Инновационная активность и формирование экономической безопасности предприятий // Экономическая безопасность России: проблемы и перспективы: материалы Международной научно-практической конференции. Нижегородский государственный технический университет им. П.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2023. – 480 с.
15. Открытый журнал URL: <https://journal.openbroker.ru/analitika/sankcii-2022-pervye-itogi-rossijskij-syrevoj-sektor/> (дата обращения: 06.12.2023).
16. Официальный сайт компании ПАО «ЛУКОЙЛ» URL: <https://lukoil.ru/Company/history> (дата обращения: 06.12.2023).

KEYWORDS: indicators, economic security, fuel and energy complex, analysis, risks, efficiency, technologies, threats, stability, forecasting.

# Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов

**Стоимость подписки**

	1 номер	Год
Количество номеров	1	12
Электронная версия	4500 ₺	45 000 ₺
Печатная версия	4500 ₺	45 000 ₺



**Подписаться на журнал можно:**

Отдел подписки  
журнала Neftegaz.RU

+7 (495) 778-41-01  
subs@neftegaz.ru

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

Подписной индекс  
Урал Пресс 013265

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

**МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!**

# РОЛЬ НГК

## В ДОСТИЖЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА ГОСУДАРСТВА

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПОЛИТИКИ, ОСНОВАННОЙ НА КОМПЛЕКСНОМ ВНЕДРЕНИИ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ. ПЕРЕХОД К ШЕСТОМУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ УКЛАДУ ОБУСЛОВИЛ НЕОБХОДИМОСТЬ СВОЕВРЕМЕННОЙ КОРРЕКТИРОВКИ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЫ, НАПРАВЛЕННОЙ НА ДОСТИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА, ОПЕРЕЖАЮЩЕЕ РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА, А ТАКЖЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. ВЫДЕЛЕНА КЛЮЧЕВАЯ ОСОБЕННОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО НГК НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ И ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЕГО СТРАТЕГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ. В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ОДНОЙ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ЗАДАЧ ГР НГК ЯВЛЯЕТСЯ РАСШИРЕНИЕ ВНЕШНЕЭКОНОМИЧЕСКИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ, НАЦЕЛЕННОЕ НА НАРАЩИВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННО-ПРОИЗВОДСТВЕННОГО И ЭКСПОРТНОГО ПОТЕНЦИАЛА ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭКОНОМИКИ. ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД К СУБЪЕКТАМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ ОСНОВАН НА ЖЕСТКОМ ОТСТАИВАНИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ИНТЕРЕСОВ, ПРЕДУСМАТРИВАЕТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ И ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫХ ФАКТОРОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ, ЧТО ПРИЗВАНО ПОВЫСИТЬ ВКЛАД НГК В ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ

*IN ARTICLE DISCUSSES THE THEORETICAL AND METHODOLOGICAL PROVISIONS OF THE STATE OIL AND GAS POLICY BASED ON THE INTEGRATED IMPLEMENTATION OF DIGITAL TECHNOLOGICAL SOLUTIONS. THE TRANSITION TO THE SIXTH TECHNOLOGICAL PARADIGM NECESSITATED A TIMELY ADJUSTMENT OF THE REGULATORY FRAMEWORK AIMED AT ACHIEVING TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY, ADVANCED DEVELOPMENT OF INDUSTRIAL INDUSTRIES, AS WELL AS ENSURING NATIONAL SECURITY AND ENERGY SUSTAINABILITY. ARE HIGHLIGHTED THE KEY FEATURES OF THE NATIONAL OIL AND GAS COMPLEX FUNCTIONING IN THE DOMESTIC MARKET AND PRIORITY AREAS OF ITS STRATEGIC DEVELOPMENT AT THE CURRENT STAGE OF ECONOMIC RELATIONS. UNDER THE CONDITIONS OF SANCTIONS RESTRICTIONS, ONE OF THE KEY TASKS OF STATE REGULATION OF THE OIL AND GAS COMPLEX IS THE EXPANSION OF FOREIGN ECONOMIC INTERACTIONS AIMED AT INCREASING THE INDUSTRIAL, PRODUCTION AND EXPORT POTENTIAL OF THE DOMESTIC ECONOMY. THE INDIVIDUAL APPROACH TO THE SUBJECTS OF ENERGY RELATIONS IS BASED ON A STRICT DEFENSE OF STATE INTERESTS, PROVIDES FOR THE IMPROVEMENT OF THE ENERGY INFRASTRUCTURE AND INSTITUTIONAL FACTORS OF INFLUENCE, WHICH IS DESIGNED TO INCREASE THE CONTRIBUTION OF THE OIL AND GAS COMPLEX TO ENSURING THE TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY OF THE RUSSIAN ECONOMY*

Ключевые слова: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, экономически устойчивое развитие, национальная безопасность, энергетическая безопасность, технологический суверенитет, шестой технологический уклад.

### Трофимов Сергей Евгеньевич

профессор Академии военных наук, эксперт Совета по развитию цифровой экономики Совета Федерации ФС РФ, профессор, к.э.н.

В целом пласте вопросов государство и нефтегазовые предприятия выстраивают единое направление развития промышленной и энергетической политики, сопоставляют собственные цели и задачи: в аспектах повышения производственной и энергетической эффективности всех отраслей экономики, перехода на наиболее современные сберегающие технологии, средства производства и процессы, внедрения технологических решений, экологии и охраны окружающей среды, привлечения к участию в проектах зарубежных государств, допуска иностранного капитала на внутренний рынок. С течением времени соотношение различных отраслей в структуре национального производства будет

изменяться, что также призвано обеспечить качественный прирост макроэкономических показателей, расширение возможностей развития НГК, в первую очередь за счет цифровизации производств, становления различных направлений НТП в рамках формирования шестого технологического уклада [6, 9]. Внедрение наиболее эффективных управленческих и технологических решений на смену существующим происходит постепенно. Значимым направлением выступает увеличение финансирования образования и научных исследований, повышение научного потенциала, квалификации сотрудников НГК и государственных гражданских служащих, разработка НИОКР в данной области [25].

В долгосрочной перспективе НГК продолжит оставаться мировым локомотивом экономического роста, что осуществимо на балансе государственного вмешательства и саморегулирования рыночного механизма.

Комплексный подход к разрешению существующих в отечественном НГК вопросов возможен при их сведении, детализированном рассмотрении в рамках документов стратегического развития и государственных программ, планомерной реализации национальной энергетической политики. Проработка целевых индикаторов, сроков их достижения, предпринимаемых мер ГР НГК, альтернативных сценариев развития представляет собой совместные действия профильных министерств и ведомств различных уровней государственной власти [16]. Следует понимать ключевые направления развития технологий, последствия от внедрения инноваций во все сегменты экономики, например, существенное повышение энергоэффективности производств.

Улучшение инвестиционного климата невозможно без сформированной устойчивой нормативно-правовой базы, обеспечивающей защиту прав собственности. Взаимозависимость различных отраслей экономики с НГК обусловлена значимостью стабильного энергообеспечения, поиска направлений повышения внутренней энергоэффективности. Это предполагает изучение передовой мировой практики в отдельных государствах, их взаимодействий с бизнесом – крупнейшими корпорациями и относительно небольшими предприятиями, обладающими соответствующими технологическими наработками, призванными повысить рентабельность производств и качество выпускаемой продукции [3].

Конструктивное взаимодействие государства и нефтегазового бизнеса возможно в результате проведения скоординированной политики, апробации на практике передового мирового опыта на внутреннем рынке и в международных проектах, способствует наращиванию внутренних резервов, укреплению экономического потенциала. Оно осуществляется в рамках различных выставочных мероприятий, научно-технических конференций, демонстрирующих современные достижения НТП в НГК, международных энергетических форумов, на которых заключаются крупнейшие контракты, в отдельных регионах вводятся пилотные проекты, связанные с развитием энергосберегающих технологий, изначально заложенные в отраслевых НПА и государственных программах.

### Особенности функционирования нефтегазового комплекса на современном этапе экономических отношений

НГК занимает наибольший удельный вес в структуре ВВП и промышленности; улучшение его производственных показателей благоприятным образом отражается на темпах роста национальной экономики, ее выходе на траекторию устойчивого развития. Колоссальные углеводородные запасы выступают важнейшим фактором эффективной реализации внутренней и внешнеэкономической государственной политики. Уникальное геополитическое расположение, наработанный научный задел, промышленно-производственный потенциал, технологические разработки

в совокупности с мощнейшими кадровыми и иными ресурсными возможностями позволяют обеспечить дальнейшее воздействие на глобальную экономику в качестве крупнейшего участника мирового энергетического рынка. Накопленный к настоящему моменту опыт ГР позволяет выстроить собственную, эффективно функционирующую стратегию достижения целевых показателей за счет разработанных методов, форм и инструментов регулирующего воздействия.

Стратегическое развитие национального НГК предопределяется множеством факторов, учитываемых при проведении государственной энергетической политики: цифровизация всех этапов производственных процессов с внедрением разработок четвертой промышленной революции и шестого технологического уклада, комплексное развитие глубокой переработки углеводородов, транспортной инфраструктуры, заключение долгосрочных международных контрактов на поставку энергоносителей, участие российских предприятий и специалистов в освоении зарубежных месторождений и реализации энергетических проектов на взаимовыгодных условиях, привлечение иностранных инвестиций в отечественные компании и разработку ресурсной базы, улучшение качественных характеристик добываемого сырья, создание правовых условий,

обеспечивающих равные условия функционирования для участников национального нефтегазового рынка и др. Особый упор ставится на формировании Восточно-Сибирского и Дальневосточного нефтегазовых кластеров, экспорте продукции с высокой добавленной стоимостью в страны Восточной Азии и Европы, несмотря на продолжающееся санкционное воздействие со стороны некоторых из них [8].

НГК как единый отраслевой комплекс способен самостоятельно сформировать экономическую повестку и направления долгосрочного устойчивого развития. По добыче нефти Россия входит в тройку мировую лидеров совместно с США и Саудовской Аравией: постепенное наращивание экспорта российских жидких углеводородов свидетельствует об увеличении потребности в развитии нефтегазохимических производств. На современном этапе практически отсутствует практика транзита углеводородов зарубежным странам через территорию России в обмен на определенные экономические преференции, что, в частности, характерно в отношении государств СНГ, расположенных в Средней Азии. Внутренний спрос на продукцию НГК постепенно увеличивается за счет наращивания объемов индустриального производства; при этом одной из задач ГР выступает существенное удельное снижение энергоёмкости национальной экономики на единицу промышленного потребления.

Рост добычи и увеличение производства углеводородной продукции сопровождается строительством объектов инфраструктуры, нефтегазотранспортной сети, соединяющей как отдельные населенные пункты внутри страны, так и основные центры добычи и переработки с зарубежными потребителями. Значимыми направлениями развития выступают строительство танкерного флота, газозавозов, мощностей СПГ, существенное снижение производственных издержек, расширение портовых сообщений между отдельными государствами, повсеместное технологическое переоснащение системы хранения: портов, терминалов и др. Следует учитывать, что нефтегазопроводы имеют различную протяженность, пропускные способности, исходя

из заявленных и требуемых характеристик, обеспечивающих реализацию конкретных нефтегазовых проектов. Таким образом, в развитии национального НГК напрямую или опосредованно принимают участие практически все субъекты Федерации.

Внешнеэкономический вектор развития национального НГК связан не только с ключевыми европейским и азиатским направлениями. Увеличение экспорта продукции, российских технологий, комплектующих и услуг в страны Ближнего Востока и Африки также способствует заключению долгосрочных международных контрактов, укреплению двусторонних взаимодействий, благоприятствующих нормализации экономических отношений. Осуществляется комплексное развитие северных регионов с формированием современной инфраструктуры, изучаются возможности повышения производительности труда и увеличения экономической отдачи на предприятиях НГК. Постепенно вводятся в промышленную эксплуатацию углеводородные месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока, создается единая нефтегазотранспортная сеть, объединяющая восточные регионы страны и потребителей в Азии, строятся новые и расширяются существующие маршруты поставок, способствующие развитию действующих трубопроводных проектов. Продолжается разработка месторождений на сахалинском шельфе, направленная как на увеличение экспорта, так и на укрепление взаимосвязей с потребителями, подрядчиками и прочими субъектами нефтегазовой деятельности в континентальной части.

Таким образом, на современном этапе следует наращивать производственные мощности по глубокой переработке углеводородов, повысить результативность функционирования трубопроводной системы, несмотря на фактическую газовую монополию со стороны Китая. Эффективность выражается в отсутствии завышенных цен на поставляемую продукцию на внутренний рынок, комплексном социально-экономическом развитии регионов Сибири и Дальнего Востока, улучшении ключевых показателей деятельности

энергетических предприятий в расчете на единицу выпускаемой продукции. Строительство транспортных магистралей должно быть экономически обосновано, а экспортный потенциал – не ухудшать состояние МСБ и не подрывать экологическую ситуацию [1].

### Ключевые задачи государственного регулирования НГК в период внешнеэкономических ограничений

Взаимодействие корпораций с государственным участием и частных нефтегазовых компаний предполагает возможность заключения новых долгосрочных контрактов в рамках азиатского вектора развития национального НГК, в результате которых следует скорректировать отдельные показатели Энергетической стратегии<sup>1</sup>, в частности объемов добычи и экспорта, отметить новые нефтегазопроводы, перевалочные пункты и иные объекты инфраструктуры, которые должны органично вписываться в существующую модель развития и быть связаны с развитием регионов в европейской части страны. Так, завершается газификация ряда субъектов Федерации, населенных пунктов, вводятся в промышленную эксплуатацию новые месторождения, происходит постепенный рост внутреннего потребления более экологически чистых углеводородов, осуществляется диверсификация производимой продукции в сегментах переработки и нефтегазохимии, что подразумевает дальнейшее строительство современных высокотехнологических производств.

Завершение модернизации доставшейся в наследство от СССР промышленно-производственной базы, наращивание экспортного потенциала, разрешение международных экономических и политических разночтений,

<sup>1</sup> Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р (в ред. от 28 февр. 2024 г.) // СПС «КонсультантПлюс».

в т.ч. за счет строительства нефтегазотранспортных магистралей, ответвлений трубопроводов, разработки новых проектов и маршрутов поставок, свидетельствует о переходе к новому технологическому укладу в развитии национального НГК. От объемов углеводородного экспорта напрямую зависит удельное снижение издержек по отдельным направлениям производственной деятельности. Их диверсификация и расширение поставок энергоносителей открывают значительные перспективы экономического роста, подразумевают прагматичные условия заключенных экспортных и транзитных контрактов. При этом учитывается возможный конфликт интересов, вызванный множеством потенциальных поставщиков при экспорте на единый рынок сбыта, в основе преодоления которого лежит надежность и долгосрочность значительных объемов поставок энергоносителей [4].

Колоссальное значение Иркутского и Якутского центров газодобычи при поставках в страны Северо-Восточной Азии и последующем расширении транспортной инфраструктуры способствует тесному экономическому и интеграционному взаимодействию на международном и межрегиональном уровне. В долгосрочной перспективе азиатская часть России способна нарастить значительный экономический, энергетический и экспортный потенциал при условии прагматичных взаимоотношений с федеральным центром, создании необходимой инфраструктуры, внедрении новейших технологий во всех сегментах НГК, увеличении глубины переработки углеводородов, соответствии запросам и удовлетворении требованиям мирового рынка, в т.ч. за счет развития сектора СПГ, расширения предоставления нефтегазосервисных услуг. Это позволяет разрешать возникающие вопросы в режиме реального времени, без дальнейшего переноса на последующие периоды. Объем экспортных поставок во многом обусловлен уровнем добычи, объективными возможностями сегментов транспортировки и хранения: пропускной способности трубопроводов, наличия портов, нефтеналивных терминалов, газохранилищ и др.

Вопросы энергетической безопасности предполагают планомерное увеличение количества зарубежных потребителей российских углеводородов с заключением долгосрочных экспортных контрактов, в т.ч. в рамках Евразийской экономической интеграции. Это содействует повышению эффективности расходования национальных нефтегазовых ресурсов, росту объемов и надежности поставок, снижению рисков, в частности экологического характера, развитию конкуренции среди добывающих, перерабатывающих компаний и потребителей. В силу того, что поставщики и потребители углеводородов могут быть связаны единой нефтегазовой инфраструктурой, возможные потери, в т.ч. из-за незаконных врезок и сбоев в работе, должны быть сведены к минимуму.

В стратегической перспективе НГК продолжит являться безусловным приоритетом в проведении государственной экономической политики, непосредственно сопряженным с увеличением военно-промышленных и оборонных расходов. Развитие современных технологических производств требует принятия мер ГР стимулирующего характера, направленных на обеспечение благоприятного инвестиционного климата, стабильные и предсказуемые условия осуществления деятельности. Уровень развития НГК обуславливает промышленный и технологический потенциал государства, выступает инструментом объективного воздействия на мировые экономические и политические процессы, способен органично дополнить их. Разграничение интересов государства и бизнеса учитывает возрастающий спрос населения и предприятий на энергию, соответствие новейшим технологическим тенденциям [11].

Значительная доля в глобальном ТЭБ непосредственным образом связана с российским НГК. При совершенствовании механизма его ГР учитываются не только технологические, но и геополитические изменения. Глобальный миропорядок претерпевает существенные трансформации, в первую очередь за счет значительного укрепления экономической мощи Китая,

Индии и некоторых других стран [24]. Сформированные новые объединения государств (БРИКС, ЕАЭС, ШОС и др.) открыли дополнительные возможности для развития отдельных глобальных и локальных регионов. Прагматичное расходование природных богатств и ресурсов предусматривает принятие законодательных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия. Впоследствии на отдельных истощенных к настоящему времени месторождениях возможно будет извлекать дополнительные запасы.

Ключевая цель ГР НГК сводится к получению наибольшего экономического эффекта от использования минерально-сырьевых богатств при одновременном устраниении или нивелировании различных видов рисков. Это выступает фактором обеспечения национальной и энергетической безопасности, устойчивого развития, способствует укреплению государственных границ, позволяет осуществить технологическое переоснащение производств. Разведанные запасы углеводородов в значительной степени связаны с масштабами территории страны, открытых и перспективных нефтегазоносных участков.

Задействование географического и природно-климатического расположения на стыке двух континентов, включая экономические и транспортные возможности СМП, содействующего комплексному развитию приарктической зоны, позволяет нарастить конкурентные преимущества для национальной экономики, в т.ч. от совместной реализации проектов. НГК сопряжен с развитием социальной сферы, науки, образования, технологическими нововведениями, а в соединении с отраслевыми и производственными ответвлениями служит важнейшим направлением интеграционных механизмов [17]. Комплексное строительство объектов нефтегазовой инфраструктуры и их планомерное введение в промышленную эксплуатацию охватывает всю производственную цепочку, способствует получению значительной экономии на масштабе.

Активное участие российских предприятий и специалистов в международных и зарубежных

нефтегазовых проектах позволяет развивать местные производства, внедрять в других странах наиболее успешные практики отечественной системы образования, обучать местных работников и население. Во многих направлениях граница между внутренней и внешнеэкономической энергетической политикой является весьма условной. По возможности целесообразно учитывать интересы не только потребителей российских углеводородов, ближайших стран по географическому расположению, но и глобальных участников нефтегазового рынка – государств, определяющих будущее мировой энергетики. В решении международных вопросов, затрагивающих российский ТЭК и аспекты национальной безопасности, необходимо руководствоваться исключительно прагматизмом и стратегическим видением долгосрочных перспектив.

Экономическое и политическое воздействие на ключевые происходящие в глобальном и национальном НГК процессы находит подтверждение, в частности, в санкционной политике по отношению к России и совместной реализации отдельных нефтегазовых проектов, приводит к постепенному укреплению национальной и энергетической безопасности [13]. Крупнейшие промышленные страны являются ключевыми потребителями углеводородов; в зависимости от конкретной страны часть углеводородов добывается за счет собственной ресурсной базы, остальное – импортируется.

Во множестве текущих и перспективных вопросов государство и бизнес находятся на противоположных позициях: слаженное взаимодействие достигается при проявлении гибкости, активном внутреннем или международном обсуждении, учете различных точек зрения, рисков и аспектов, привлечении сторонних экспертов, поиске оптимальных путей решения и принятии конкретных мер по их реализации.

Строительство объектов нефтегазовой инфраструктуры сочетается в себе новейшие технологические решения, учитывает накопленный мировой опыт, благоприятствует реализации международных и национальных энергетических проектов, обеспечивает определенные преимущества российским

компаниям в рамках глобального разделения труда. Возможности развития инфраструктуры по своей сути не ограничены. При изучении основных тенденций, которые происходят в государствах-потребителях российских углеводородов, учитывается фактор национальной безопасности. Устойчивые долгосрочные взаимодействия производителей и потребителей позволяют не допустить зарубежного вмешательства и излишних усложнений в ходе реализации совместных нефтегазовых проектов и исполнения контрактных обязательств, условия ведения которых должны быть прозрачны, доступны и осуществимы для субъектов экономической деятельности.

### Приоритетные направления стратегического развития

Международная энергетическая повестка следует внутреннему ходу развития, продолжает претерпевать изменения, отвечать современным вызовам. При разработке документов стратегического развития особое внимание уделяется государственной политике в области глобальных климатических изменений, национальной и энергетической безопасности, обороноспособности государства, повышению эффективности использования нефтегазовых доходов, прагматичному расходованию углеводородных ресурсов. Энергетическая безопасность включает в себя заключение долгосрочных экспортных контрактов, бесперебойность их реализации, устранение рисков подписания соглашений импортерами российских углеводородов с другими странами, в результате которых могут скорректироваться условия действующих обязательств в части объемов и сроков поставок, а также ценообразования [13].

В отношении государственных потребителей отечественных ресурсов должны производиться аналитические исследования в вопросах структуры ТЭБ, выявления существующих «слабых мест», возможных направлений развития и принятия дальнейших регулирующих мер, что позволяет

проводить наиболее эффективную внешнеэкономическую политику. Для России вопрос удовлетворения внутреннего энергетического спроса стоит не столь остро по сравнению с импортерами углеводородов. Ключевыми вопросами выступают максимизация нефтегазовых доходов государственного бюджета, проведение дополнительных ГРП, воспроизводство МСБ, беспрепятственный доступ к международным рынкам сбыта российских углеводородов, прагматичные условия экспортных контрактов, максимизирующие долгосрочные конкурентные преимущества. В результате происходит корректировка всей государственной промышленной политики, структуры внутреннего производства и поставок энергоресурсов, усиление контроля и безопасности на маршрутах нефтегазопроводов, исключая деструктивное воздействие [23].

В настоящее время большинство промышленных и инфраструктурных объектов НГК отвечают самым современным технологическим требованиям, степень изношенности основных фондов многих предприятий – относительно незначительна. Происходит развитие фондового сектора, внутреннего рынка потребления, укрепление позиций отдельных нефтегазовых компаний, возможности воздействия на принимаемые регулирующие решения, активное использование экологозащитных мероприятий. Структура национального ТЭБ постепенно приходит к внутреннему равновесию: так, постепенно увеличивается доля природного газа в потреблении углеводородов.

Неравномерное географическое распределение полезных ископаемых обуславливает значимость бюджетного выравнивания субъектов Федерации, часть которых значительно более финансово устойчива и лучше обеспечена сырьевой базой по сравнению с другими.

Оптимизация финансовых затрат при проведении ГРП и буровых работ, повышение эффективности использования добываемых ресурсов, в первую очередь в сегменте глубокой переработки нефти и газа, обеспечивает дополнительную добавленную стоимость выпускаемой продукции. Прагматичное размещение

производственных мощностей на территории страны позволяет уменьшить излишние затраты на транспортировку углеводородов, являющиеся фактором роста цен для населения и предприятий в ряде регионов. Государственные меры по повышению эффективности внутреннего энергетического спроса содействуют более равномерному распределению потребления, становлению институциональной платформы, обеспечивающей ускоренные темпы экономического развития.

Постепенное освоение перспективных нефтегазоносных провинций, регионов и геологических участков связано не только с добычей углеводородов, но и реализацией крупнейших инфраструктурных проектов, в т.ч. планетарного характера, позволяющих комплексно подходить к решению государственных социально-экономических вопросов, являющихся драйвером развития национальной экономики [8]. Они могут осуществляться с прямым участием иностранного капитала; государственные преференции и льготы в отношении данных проектов должны быть соразмерными, экономически обоснованными, предполагать максимизацию долгосрочных преимуществ от их реализации.

В стратегической перспективе Россия способна максимально задействовать собственные конкурентные преимущества, ресурсную базу, технологический и инвестиционный потенциал, выступать посредником в решении международных энергетических вопросов. Прогнозирование основных показателей, условий функционирования отечественного НГК позволяет снизить или нивелировать различные внутренние риски, предупредить возможные внешние угрозы, избегать и устранять негативное влияние предпринимаемых действий и правовых актов со стороны ряда зарубежных стран, их объединений, международных институтов и различных корпораций, сдерживающих российскую экономику и НГК, активно развивать собственные наукоемкие нефтегазовые технологии, проекты, внутренние производства.

Конструктивное решение отраслевых вопросов, связанных в т.ч. с транзитом российских углеводородов

через территорию сопредельных стран, беспрепятственным хождением танкеров и газовозов, позволяет не допустить их перехода в иной тип плоскости жестких административных решений или военных действий, наблюдаемый, например, в ряде стран Персидского залива. Проработка альтернативного сценария функционирования российской экономики и механизма ГР НГК при кризисных явлениях и значительном падении цен на энергоресурсы, позволяет минимизировать негативное воздействие мировой конъюнктуры на ключевые макроэкономические показатели и выполнение государственных обязательств. Это сопряжено с качественным улучшением инвестиционного климата, значительным притоком капиталовложений в НГК и связанные с ним сегменты экономики, совершенствованием условий доступа иностранных инвестиций, обеспечением устойчивости, прозрачности и предсказуемости внутренних факторов воздействия.

Повышение энергоэффективности российской экономики должно осуществляться с пониманием и принятием ведущих мировых практик иностранных государств и корпораций, поддержанием энергетической безопасности в государствах-партнерах, совместным обменом опытом, развитием взаимодействий в технологической сфере, участием в освоении зарубежных месторождений, передаче накопленных компетенций для улучшения социально-экономических условий в нефтегазовых районах. Механизмы реализации и достижения целевых ориентиров могут быть прописаны в документах стратегического развития, программно-целевых или иных НПА, в последующем – подлежать пересмотру; приоритет отдается комплексному развитию, выработке единых условий функционирования НГК, обеспечению территориальной целостности и национальной безопасности.

Шестой технологический уклад подразумевает свое становление на промышленно-индустриальной платформе, превращении внутренних и внешних противоречий в возможности для дальнейшего развития, достижении поставленных

стратегических ориентиров, служит своеобразным трамплином для ускорения их реализации [7]. Долгосрочные приоритеты национальной экономики и НГК должны совпадать между собой, в т.ч. в разрезе отдельных регионов, а решение оперативных и долгосрочных отраслевых вопросов – осуществляться преимущественно в стадии их становления с целью избегания излишних последствий. Их возможно классифицировать по ряду признаков, в частности ориентации на ключевые показатели.

Сходства и различия государственных и корпоративных интересов в НГК, основные стратегические ориентиры, механизмы их реализации должны быть определены, разграничены, а не размыты; прописаны регулирующие меры, реализуемые на практике профильными ведомствами, обеспечивающие наращивание экономического и энергетического потенциала, объемов производства и экспорта технологичной продукции с высокой добавленной стоимостью, отвечающей наиболее современным экологическим требованиям, привлечение долгосрочного капитала. Размытость целей может привести к отсутствию конструктивных, прагматичных действий. Экономические принципы деятельности российских нефтегазовых компаний должны учитывать расширение институциональных возможностей, улучшение социально-экономических условий в регионах страны.

Реализация регулирующих мер предполагает целевое финансовое обеспечение, скоординированность действий государственных ведомств, в т.ч. правоохранительных структур, направленных на обеспечение национальных интересов и приоритетов нефтегазовых компаний в рамках внешнеэкономической деятельности. Подобный подход предусматривает конкретизацию поставленных целей и задач, оптимальные и недопустимые пути их реализации, структурное понимание за счет чего происходит движение и конкретно каких результатов оно достигает. Анализ стратегических приоритетов крупнейшей мировой экономики, глобальных нефтегазовых мейджоров,

финансовых организаций, международных институтов, существующих и потенциальных вопросов, перспектив роста, а также возможного конфликта интересов позволяет выстроить государственную экономическую политику на качественно иной экономической платформе. Она проводится с учетом взаимосвязей НГК и вопросов обеспечения национальной безопасности, долгосрочных скоординированных взаимодействий федерального центра, региональных органов власти и нефтегазовых компаний в едином русле, без сбоев и перекаладывания ответственности.

Принимаемые меры ГР НГК на внутреннем и внешнеэкономических рынках должны быть взаимоувязаны с конечными целевыми ориентирами, учитывать позиции, направления стратегического развития зарубежных стран, предприятий и других участников мирового топливно-энергетического рынка. Это призвано способствовать повышению энергоэффективности экономики, укреплению правового статуса и отстаиванию национальных интересов в решении инфраструктурных вопросов. Реализация отдельных проектов или направлений энергетической политики может требовать применения индивидуальных мер, подходов, конкретных форм и инструментов ГР с учетом единства и борьбы внутренних и внешних, а также сопутствующих им факторов, множества аспектов воздействия глобальной конъюнктуры на макроэкономические процессы, политических, географических, институциональных и иных различий.

Практическая реализация стратегических целей и задач энергетической политики предполагает своеобразную систему сдержек и противовесов интересов государства и бизнеса для принятия взвешенных регулирующих решений и их последующего исполнения, конкретизации общих положений и определенных разночтений различных субъектов НГК для осуществления наиболее значимых нефтегазовых проектов и предприятий. Комплекс мероприятий и предпринимаемых действий обычно предлагается после детализированного анализа требующих решения конкретных ситуаций, кризисных

явлений и глубинных причин их возникновения. Сложившиеся тенденции, существующие реалии и действительное положение в НГК, отделенное от представления о нем, позволяют уточнять отдельные регулирующие меры, проявлять гибкость при решении обсуждаемых вопросов. Постепенное расширение деятельности российских нефтегазовых предприятий на зарубежных рынках учитывает глобальную экономическую и политическую конъюнктуру, ее долгосрочное прогнозирование, позицию местных органов власти в отношении реализуемых проектов.

Скоординированная внешнеэкономическая политика предполагает гармоничное, без искусственно созданных внутренних барьеров и структурных перекосов развитие всех сегментов НГК. Она напрямую влияет на объемы экспорта углеводородов, а следовательно, на нефтегазовые доходы государственного бюджета, значительная часть которых идет на воспроизводство МСБ и экономическое устойчивое развитие самого НГК. В полной мере должны быть задействованы научно-технологические резервы и прорывные направления развития, обеспечивающие реализацию промышленного потенциала и интенсификацию экспорта [7]. Это обусловлено существующими внутренними резервами роста минерально-сырьевой обеспеченности, предполагает изменения в структуре внешних поставок энергоносителей, расширение предоставления нефтегазосервисных услуг, в т.ч. присутствия российских производителей на мировом топливно-энергетическом рынке.

В основу государственной энергетической политики и решения отраслевых вопросов закладываются национальные интересы, фактор экономической эффективности. Для отдельно взятых ситуаций в НГК необходима индивидуальная настройка: ряд направлений подвержены существенной корректировке в связи с трансформацией мировой экономики, происходящим энергетическим переходом. Россия полностью удовлетворяет внутренний энергетический спрос на протяжении всей истории становления собственной промышленности, поддерживает и развивает достигнутый уровень

взаимодействий в нефтегазовой сфере с потребителями углеводородов, что приводит к уменьшению рисков их поставок и практического использования. Это должно являться платформой для последующих изменений, сопряжено со строительством новых энергетических производств и объектов инфраструктуры [18].

Государство может предложить отдельные меры по стабилизации нефтяных цен, минимизации их воздействия на российскую экономику, сокращению политических рисков, совершенствованию институциональной среды, разработке перспективных нефтегазовых проектов и месторождений в зарубежных государствах. Например, учебные заведения могут увеличивать квоты на обучение и выпуск нефтегазовых специалистов из других стран. Колоссальные разведанные запасы МСБ, их прагматичная добыча и распределение, находящиеся в основе реализации национальной нефтегазовой политики, позволяют комплексно воздействовать на развитие мировой энергетики, экспортных рынков, в т.ч. за счет создания нефтегазовой инфраструктуры в государствах-потребителях российских углеводородов, обеспечения транспортной и транзитной безопасности при поставках на трубопроводах и объектах нефтегазовой инфраструктуры.

Ситуация на внутреннем нефтегазовом рынке должна отличаться устойчивостью к различного рода потрясениям благодаря органичному соединению внутренних и внешних факторов воздействия на экономическое развитие НГК, эффективному распределению поступающих доходов. Так, экспортная выручка страны – увеличиваться за счет качественного улучшения структуры внешних поставок, а не их объемов или инфляционной составляющей, которые экономически обоснованы, соответствуют прогнозным значениям ТЭБ на внутреннем рынке. Рост экспорта углеводородов целесообразно сопровождать комплексным развитием промышленных производств глубокой переработки, нефтегазохимии, предоставлением сервисных услуг, что, в частности, позволяет прокладывать новые транзитные пути поставок,

оказывать определенное экономическое и административное воздействие на потребителей [10].

В силу стратегической значимости и особенностей изменяющейся конъюнктуры НГК обладает множеством специфических характеристик, что предполагает проведение в режиме реального времени постоянного мониторинга текущей внутренней ситуации, действий ведущих мировых государств и нефтегазовых компаний. Это позволяет не допускать критических ситуаций, например, избыточного заполнения нефтеналивных терминалов, отслеживать изменения в международно-правовых аспектах регулирования, позиции международных институтов, законодательство зарубежных стран в НГК, изучать их энергетическую инфраструктуру, осуществлять долгосрочное прогнозирование основных показателей функционирования, что обуславливает возможную корректировку применяемых форм и инструментов ГР, позволяет уменьшить экспортные и транзитные риски.

### Вклад нефтегазового комплекса в достижение технологического суверенитета российской экономики

В стратегической перспективе колоссальные разведанные запасы углеводородов позволяют России сохранить ведущие позиции на глобальном энергетическом рынке, в рамках которого следует взаимодействовать как можно с большим количеством участников, что открывает дополнительные возможности развития, содействует заключению новых контрактов, в частности на поставку СПГ. В целом правовые и институциональные условия как внутри страны, так и в зарубежных государствах являются неотъемлемой составляющей улучшения инвестиционного климата. Кроме того, в ближайшее время возможно открытие новых крупных нефтегазовых залежей.

Долгосрочное взаимодействие государства и бизнеса закладывается в основание устойчивого развития всех сегментов НГК, позволяет нарастить инвестиционные возможности, существенно повысить

эффективность функционирования за счет сокращения издержек, строительства оптимальных маршрутов нефтегазопроводов, обеспечения транспортной и энергетической безопасности в регионах. Государство регулирует степень участия иностранного капитала в наиболее значимых проектах; в свою очередь, субъекты Федерации способны обмениваться успешными практиками регулирования, перенимать опыт муниципалитетов зарубежных стран. Подобная стратегия позволяет обеспечить значительные конкурентные преимущества на глобальном нефтегазовом рынке, содействует укреплению национальной экономики.

Фактически углеводороды являются безвозмездной природной рентой, находящейся в недрах страны, которые необходимо просто извлечь, переработать и производительно направить на внутреннее потребление или экспорт, а полученные доходы – предельно результативно вкладывать в национальную экономику. Особое внимание должно уделяться развитию социально-экономической инфраструктуры регионов в контексте снижения энергоемкости глобальной экономики и крупнейших индустриально развитых государств, что, в свою очередь, подразумевает дальнейший дополнительный приток капитала, технологическое обновление всех энергетических объектов. Принятие законодательных актов в данной области требует комплексного подхода, понимания долгосрочных перспектив и методов достижения целевых показателей. При этом учитываются специфика, множество факторов и направлений воздействия, включая особенности международного права, экономик зарубежных стран, проводимой ими энергетической политики, в результате чего существенно возрастает степень ответственности исполнителей.

Устойчивое развитие НГК предопределяется долгосрочным качественным улучшением макроэкономических и отраслевых показателей, влечет за собой минимизацию воздействия на окружающую среду, оказывает благоприятный экологический эффект. Улучшение экологической ситуации невозможно без дополнительного притока

инвестиций в НГК, глубокую очистку и переработку углеводородов, их прагматичного потребления. Изменения внешней конъюнктуры не должны оказывать негативного воздействия на национальную экономику, что возможно при эффективном использовании форм и инструментов ГР, сглаживающих негативные проявления, обеспечивающих устойчивость к различным рискам, учитывающих передовые технологии и мировые тенденции в экологической сфере. Рациональное природопользование является неотъемлемой составляющей повышения энергоэффективности российской экономики и всех сегментов национального НГК [15].

Зарубежные технологии вполне могут способствовать импортоперезагрузке на всех этапах производственных процессов. Это затрагивает не только аспекты экономического шпионажа, сколько вопросы принятия передовой мировой практики, участия в различных выставках, форумах и конференциях, обеспечивающих необходимый приток интеллектуального капитала в условиях санкционной политики, способных эффективно реализовать на практике в части научно-технологического развития [12, 14]. Аналогично передовые российские разработки в различных сегментах НГК, в т.ч. глубокой переработки и нефтегазосервиса, также могут успешно экспортироваться. Фактически это является одной из основных задач внешней энергетической политики и укрепления национальной экономики [21]. При этом публикуемая аналитическая информация по различным направлениям развития нефтегазового производства, в т.ч. с участием ведущих мировых экспертов, может выступать осознанным вбросом с целью дезинформации либо дополнительного извлечения прибыли в результате возникающих последствий.

НГК выступает важнейшим направлением межгосударственных взаимодействий внешнеэкономической политики: часть вопросов выносятся в международную повестку в рамках объединения отдельных стран по географическому, энергетическому либо иному принципу. На данном уровне отдельного внимания

заслуживают взаимодействия России с государствами-импортерами углеводородов, в первую очередь в рамках ЕАЭС, странами СНГ, европейскими и азиатскими потребителями, что в некоторой степени оказывает воздействие на глобальный ТЭБ. В целом пласте вопросов Россия играет связующую роль, вполне может достигать наиболее приемлемых условий, в т.ч. в отношении экспортных цен на поставку энергоносителей, обеспечения национальной безопасности, совместного развития энергетической инфраструктуры; ключевое значение отводится сегменту транспортировки углеводородов.

Особый акцент ставится на развитии неарктических шельфовых акваторий, обладающих значительно более благоприятными условиями добычи и ее относительно низкой себестоимостью в сравнении с глубоководным шельфом северных морей, жестком противодействии активизации позиций ряда зарубежных стран, корпораций и институтов в отношении посягательств на российские национальные и энергетические интересы, в т.ч. принадлежности отдельных месторождений, углеводородных проектов, нефтегазовых участков и целых территорий, на которые Россия имеет международные права.

Подавляющее большинство государств-импортеров углеводородов, в частности США и ряда европейских стран, имеют собственную нефтегазовую инфраструктуру, что предполагает учет их интересов, стратегических приоритетов, вопросов национальной безопасности при формировании государственной энергетической политики, нацеленной на планомерное достижение поставленных ориентиров. Внешнеэкономические взаимодействия с потребителями углеводородов также могут быть взаимовыгодными в связи с тем, что отдельные государства являются производителями передового нефтегазового оборудования и поставщиками сервисных услуг, которые могут быть эффективно применены в российской промышленности. Кроме того, они обеспечивают рост экспортных нефтегазовых доходов бюджета и дополнительный приток капиталовложений в

НГК. Значимым направлением внешнеэкономического развития выступает не только экспорт сырых нефти и газа, но и конечной продукции, которая в отдельных случаях может быть доставлена напрямую конечным потребителям. Это возможно при детальной проработке совместных двусторонних соглашений, развитии глубокой внутренней переработки углеводородов и нефтегазохимии, внедрении новых форм и инструментов ГР НГК [2, 20].

Строительство и функционирование отдельных транспортных потоков углеводородов в сопредельных с Россией странах может происходить без участия отечественных предприятий. Даже конкуренция между государствами или корпорациями вполне способна привести к долгосрочному взаимовыгодному сотрудничеству; так, ключевые цели и тактические задачи должны быть разграничены. На первоначальном этапе подобных взаимодействий следует устранять любые возможные конфликты и противоречия. Целесообразно учитывать, что в зависимости от ситуации или воздействия факторов потребители российских углеводородов могут резко изменить собственную позицию.

Доминирующая позиция стран Запада в решении ряда ключевых энергетических вопросов достигалась за счет собственной экономической и военной мощи, участия в управлении мировой финансовой системой, глобальных финансовых институтов и крупнейших нефтегазовых корпораций. В историко-экономическом отношении они имеют значительно больший опыт и потенциал функционирования в условиях капиталистической системы, определения механизмов, технологий, средств и способов воздействия на происходящие в НГК процессы, преобразования и события. Жесткое пресечение попыток зарубежного вмешательства в сферу национальных приоритетов и взаимосвязи с другими государствами и нефтегазовыми предприятиями должно учитывать баланс глобальных интересов в энергетической сфере, в т.ч. взаимоотношения США и Китая как ведущих мировых экономик.

Стратегические приоритеты государства закладываются в основу как международных

взаимодействий, устойчивых долгосрочных энергетических отношений с крупнейшими производителями и потребителями углеводородов, так и формирования новых, совершенствования действующих форм и инструментов ГР НГК, впоследствии подлежащих корректировке. Любые возникающие на мировом энергетическом рынке события, в частности, международные военные конфликты, следует обрабатывать в собственную пользу. Так, например, ситуация в Сирии и Ливии способствовала постепенному восстановлению экономик и политических позиций данных стран, позволила обеспечить значительные дополнительные бюджетные поступления от экспорта вооружений, участвовать в разработке зарубежных нефтегазовых проектов, в т.ч. крупнейших, в ходе реализации которых особый акцент ставился на бережном отношении к местной экологии. Фактически накопленный опыт материализуется, обеспечивает укрепление военно-промышленного потенциала, дополнительные возможности для социально-экономического развития национальной экономики.

В отношении отдельных стран, их объединений, международных организаций, энергетических корпораций или нефтегазовых проектов может применяться точечный индивидуальный подход направленного регулирующего воздействия, учитывающий специфику и характеристики субъекта энергетических отношений, конъюнктуру, состояние институциональной среды и инфраструктуры, т.е. охватывающий множество различных факторов влияния. В этой связи интересен опыт США втягивания в долговую кабалу ряда нефтегазовых государств и последующей разработки местных месторождений, сопровождаемый уничтожением национальных экономик и экологии в местах освоения углеводородных залежей и осуществления проектов.

Развитие Восточно-Сибирского и Дальневосточного нефтегазовых центров сопряжено с созданием специализированных форм и инструментов ГР НГК под конкретные условия взаимодействий с крупнейшими мировыми потребителями углеводородов, в первую очередь

стран Азии. Следует учитывать специфические условия их практического осуществления и функционирования [17, 19]. Определенный опыт подобных взаимодействий имеется у Казахстана и Китая, когда отдельные местные предприятия, месторождения минерально-сырьевых ресурсов, транспортные магистрали и земельные участки были проданы, полностью перешли под управление и контроль китайских компаний. Это было обусловлено необходимостью развития «экономического пояса Шелкового пути» за счет использования стратегии мягкой силы для расширения внешнеэкономической деятельности, решения значимых макроэкономических вопросов и частичного инвестирования колоссального объема накопленных финансовых резервов.

Национальные нефтегазовые компании обычно полностью поддерживаются правительствами стран их базирования, что учитывается при изучении возможных рисков осуществления энергетических проектов, законодательства данных стран. Зарубежные нефтегазовые корпорации и институты могут обмениваться накопленным опытом и компетенциями, эффективно внедрять на практике новейшие научные достижения с целью существенного расширения направлений деятельности, увеличения добычи и производства продукции, используя собственные активы и рычаги воздействия. Это возможно благодаря задействованию значимых механизмов реализации, позволяющих устранить риски, конкурентные барьеры в виде влияния крупных игроков мирового энергетического рынка на внутренние процессы, что особенно заметно в целом ряде нефтегазовых стран, имеющих военные конфликты.

## Выводы и рекомендации

На современном этапе трансформационные изменения позволяют осуществить прорывные темпы экономического развития за счет новейших технологических и цифровых достижений [5, 9]. Особое внимание уделяется реализации государственной программы «Цифровая экономика»<sup>2</sup>, скорости принятия и исполнения

регулирующих решений, совместной реализации государства и предприятий ключевых целевых показателей энергетической стратегии. Совершенствование нормативно-правовой базы предполагает ее соответствие текущим и перспективным условиям, регулярный пересмотр и корректировку стратегических и программно-целевых документов, разрешение возможных разногласий, отсутствие разрозненности в действиях различных министерств и ведомств. В совокупности она комплексно охватывает весь спектр направлений ГР НГК: вопросы обеспечения национальной и энергетической безопасности, экологии и охраны окружающей среды, разработку прогнозов и сценариев устойчивого развития нефтегазового рынка, промышленного производства, предупреждения рисков, в т.ч. неучтенных ранее, с разделением по причинам их формирования и др.

Межведомственное взаимодействие осуществляется в рамках совместных мероприятий с привлечением собственников, менеджмента предприятий, ответственных за конкретное направление исполнителей, ведущих экспертов. Для принятия регулирующих мер могут потребоваться жесткие политические решения организаторов, слаженная работа различных институтов системы государственного управления. Эффективность воздействия определяется постановкой целей и задач, практической реализацией «снизу» в кратчайшие сроки, с доскональным изучением и детальной проработкой всех факторов, аспектов влияния и рисков на национальном уровне. Развитая институциональная платформа способна ликвидировать излишние временные разрывы между принятием решений и их исполнением, нивелировать неудачный опыт прошедших экономических реформ.

Взвешенные регулирующие решения в рамках направлений внешнеэкономической деятельности возможны с учетом различных позиций государственных ведомств, ключевых предприятий национальной нефтегазовой отрасли и ведущих экспертов, осуществляются воедино, совместно дополняют друг друга. В качестве

возможной меры предполагается усиление контрольно-надзорной функции государства. В отношении различных направлений НГК – они сугубо индивидуальны, однако общая выстроенная концепция позволяет свести их к сходным и прогнозируемым результатам. В данном аспекте также целесообразно изучить законодательный опыт отдельных государств и управленческий – некоторых корпораций с целью своевременного разрешения всех существующих и потенциальных вопросов. Выверенность и согласованность регулирующих действий сопряжены с отсутствием некорректных или излишне конфиденциальных высказываний представительных органов государственной власти в силу эффективности рынка и того, что ряд вопросов, связанных с НГК, находятся на стыке с государственной и военной тайной.

Нефтегазовые предприятия заинтересованы в защите частной собственности, вносят предложения, предполагают сценарии и механизмы развития, оказывают содействие в достижении государственных целевых показателей. Это относится к новым формам или инструментам ГР НГК, которые должны пройти переход от формулирования и обсуждения до практического исполнения за счет определенных средств, технологий, методологического инструментария и регулирующих действий. Интересы российского нефтегазового бизнеса простираются не только на внутреннем рынке, но и в расширении взаимодействий с зарубежными партнерами. Созданные институты могут напрямую взаимодействовать с иностранными предприятиями, что открывает дополнительные перспективы внешнеэкономического роста. Миссия и ценности нефтегазовых компаний не должны противоречить государственным целям и задачам; результативно их позицию, государство должно отстаивать корпоративные интересы российских предприятий на зарубежных рынках.

<sup>2</sup> Об утверждении программы «Цифровая экономика Российской Федерации» [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 28 июля 2017 г. № 1632-р // СПС «КонсультантПлюс».

Разработка и обозначение целевых ориентиров способствуют упрощению поиска кратчайшего пути их достижения, принятию оптимальных регулирующих решений, устранению возможных барьеров и рисков. Совместная аналитическая, научно-исследовательская деятельность и социально-экономическое взаимодействие государства и нефтегазовых предприятий в регионах присутствия выражаются в т.ч. в проведении совместных мероприятий, формулировании предложений по корректировке нормативно-правовой базы. Необходимость в разработке стратегий развития нефтяной и газовой отраслей, концепции энергетической безопасности и других документов, определяющих перспективы развития национального НГК, которые неразрывно связаны, учитывают и дополняют государственную экономическую политику, возникла в т.ч. по причине поиска баланса отраслевых взаимодействий. Российский НГК является значимым инструментом воздействия на зарубежные страны при обсуждении различных экономических и военно-политических вопросов, для практической реализации решений которых формируется новый состав исполнителей, создаются коллегии или иные совещательные органы.

Взаимодействие с нефтегазовыми компаниями, институтами и другими субъектами экономической деятельности способствует осуществлению крупнейших нефтегазовых проектов, в т.ч. с прямым участием иностранного капитала и использованием наиболее современных зарубежных технологий. Реализация каждого последующего проекта фиксирует прогресс в различных направлениях НГК, корректирует план дальнейших регулирующих действий с учетом текущих изменений. Создаваемые механизмы и технологии воздействия способны накапливать кумулятивный социально-экономический эффект. Долгосрочные взаимодействия, основанные на заключенных контрактах по освоению разведанной базы МСБ и будущих поставках, выступают гарантом безопасности и стабильности при осуществлении проектов, своеобразным страховочным инструментом от недружественных

поглощений или иных видов рейдерских захватов предприятий.

На современном этапе завершается процесс создания институциональной платформы, на которой возможны прорывные темпы развития как НГК, так и национальной экономики в целом, определяются различные способы его достижения. Сотрудничество в одних направлениях ГР может предполагать определенное противодействие государства и предприятий в других: любые возникающие вопросы следует рассматривать как дополнительные возможности роста. Их комплексное изучение, применение конкретного, точечного воздействия определенными методами, формами и инструментами воздействия, сведение воедино, без каких-либо разрозненностей различных направлений государственной политики и всех сегментов НГК, обуславливает представление целостной картины, перспектив стратегического развития, выделение целевых приоритетов эффективного ГР НГК [22]. ●

#### Литература

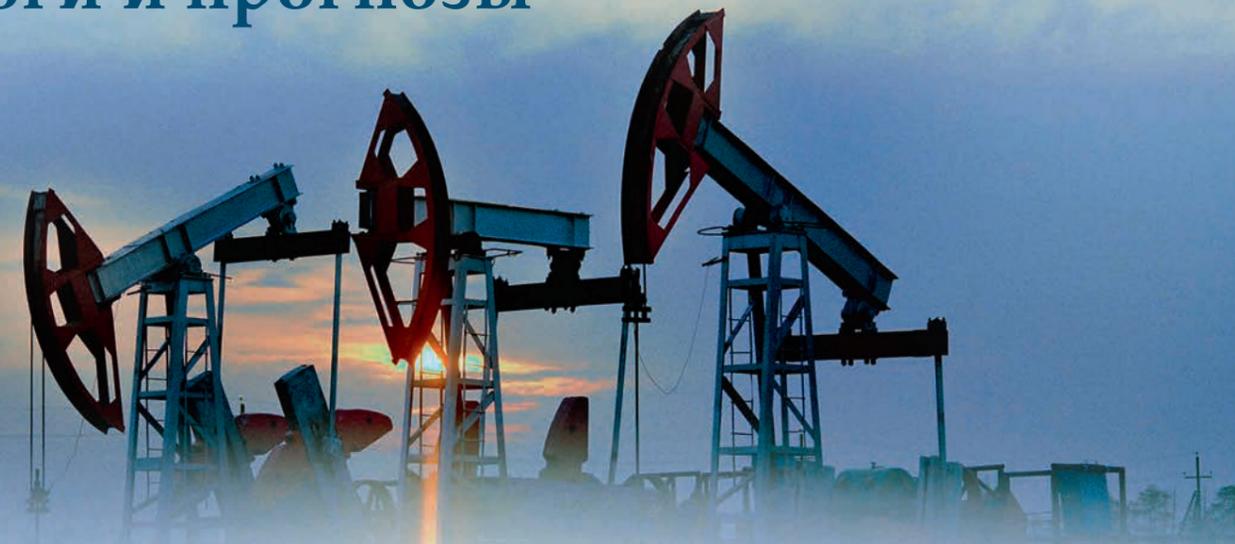
1. Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа: публичный аналитический доклад / под науч. ред. И.Г. Дежиной, А.В. Масникова, Д.А. Коротеева. – М.: БиТуби, 2017. – 220 с.
2. Беилин И.Л. Новые экономические подходы к развитию горизонтальной межрегиональной промышленной политики под влиянием нефтегазовой отрасли / И.Л. Беилин // Российский экономический журнал. – 2023. – № 4. – С. 59–77.
3. Брагинский О.Б. Экономика производства и использования углеводородного сырья: мировая практика и отечественный опыт / О.Б. Брагинский, К.Н. Миловидов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. – 424 с.
4. Винслав Ю.Б. Минерально-сырьевой комплекс России: тренды технологической модернизации и основные принципы формирования инновационной системы / Ю.Б. Винслав // Российский экономический журнал. – 2018. – № 6. – С. 27–60.
5. Воропай Н.И. Проблемы развития цифровой энергетики в России / Н.И. Воропай [и др.] // Проблемы управления. – 2019. – № 1. – С. 2–14.
6. Глазьев С.Ю. Информационно-цифровая революция / С.Ю. Глазьев // Евразийская интеграция: экономика, право, политика. – 2018. – № 1. – С. 70–83.
7. Глазьев С.Ю. Рынок в будущее. Россия в новых технологическом и мирохозяйственных укладах / С.Ю. Глазьев. – М.: Книжный мир, 2018. – 768 с.
8. Громов А.И. Ключевые драйверы, вызовы и неопределенности развития мирового нефтяного рынка в ближайшей и среднесрочной перспективе / А.И. Громов // Энергетическая политика. – 2016. – № 6. – С. 56–63.
9. Дмитриевский А.Н. Цифровая модернизация нефтегазовой экосистемы – 2018 / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин // Актуальные проблемы нефти и газа (Электронный журнал). –

2018. – № 2. – Режим доступа: [http://oilgasjournal.ru/issue\\_21/dmitrievsky-eremin.pdf](http://oilgasjournal.ru/issue_21/dmitrievsky-eremin.pdf).

10. Конторович А.Э. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации / А.Э. Конторович, Л.В. Эдер // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.
11. Лисов С.В. Минерально-сырьевой комплекс России как объект национальной промышленной политики / С.В. Лисов // Российский экономический журнал. – 2017. – № 2. – С. 36–55.
12. Макаров А.А. Возможности технологического прогресса в энергетике России / А.А. Макаров // Проблемы прогнозирования. – 2020. – № 1. – С. 71–87.
13. Мастепанов А.М. Проблемы обеспечения энергетической безопасности в новых геополитических условиях / А.М. Мастепанов // Энергетическая политика. – 2017. – № 1. – С. 20–37.
14. Миловидов К.Н. Инновационные технологии в зарубежной нефтегазовой отрасли / К.Н. Миловидов // Neftegaz.RU. – 2021. – № 8. – С. 42–52.
15. Наталенко А.Е. Основные направления развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации / А.Е. Наталенко, В.А. Пак, А.П. Ставский // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. – 2015. – № 1. – С. 2–8.
16. Новак А.В. Российский ТЭК 2022: вызовы, итоги и перспективы / А.В. Новак // Энергетическая политика. – 2023. – № 2. – С. 4–11.
17. Пармон В.Н. Энергоресурсы Сибири – наука и институциональные инновации / В.Н. Пармон [и др.] // Энергетическая политика. – 2019. – № 1. – С. 22–39.
18. Сечин И.И. Альтернативы мировой энергетике: трансформационные тренды и риски / И.И. Сечин // Мировая экономика и международные отношения. – 2021. – Т. 65. – № 10. – С. 33–44.
19. Стенников В.А. Устойчивое развитие энергетики: тенденции и вызовы / В.А. Стенников // Энергетическая политика. – 2023. – № 2. – С. 32–39.
20. Скоробогатов В.А. Новая парадигма развития энергетического комплекса России в первой половине XXI века / В.А. Скоробогатов // Neftegaz.RU. – 2019. – № 5. – С. 80–89.
21. Токарев А.Н. Необходимость встраивания сервисного сектора в инновационные системы ресурсных регионов / А.Н. Токарев // Экономика и управление инновациями. – 2017. – № 3. – С. 46–51.
22. Трофимов С.Е. Совершенствование государственного регулирования нефтегазового комплекса России: проблемы теории и методологии / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 337 с.
23. Трофимов С.Е. Шестой технологический уклад в обеспечении экономически устойчивого развития нефтегазового комплекса России / С.Е. Трофимов // Neftegaz.RU. – 2024. – № 4. – С. 90–99.
24. Шафраник Ю.К. Глобальные энергетические изменения и Россия. Новая карта мирового энергетического пространства / Ю.К. Шафраник // Энергетическая политика. – 2016. – № 3. – С. 3–12.
25. Шмаль Г.И. Нефтегазовый комплекс как опора для модернизации экономики России / Г.И. Шмаль. – Федеральный справочник. Национальная безопасность России. – 2016. – Т. 3. – С. 325–331.

KEYWORDS: *state regulation, oil and gas complex, economically sustainable development, national security, energy sustainability, technological sovereignty, Sixth technological paradigm.*

# МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ: ИТОГИ И ПРОГНОЗЫ



НАЧИНАЯ С 2004 Г. ВЕДУЩИЕ ЭКСПЕРТЫ ОТРАСЛИ СОБИРАЮТСЯ В МОСКВЕ, ЧТОБЫ ОБСУДИТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НОВИНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ В РАМКАХ ТРАДИЦИОННОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ». В МАРТЕ 2024 Г. СОСТОЯЛАСЬ 21-Я КОНФЕРЕНЦИЯ, ОРГАНИЗОВАННАЯ ЭКСПЕРТНЫМ СОВЕТОМ ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ЦЕНТРОМ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ КОМИТЕТА ПО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ И РАЗВИТИЮ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РФ. ОБОБЩИТЬ ЕЕ ИТОГИ МЫ ПОПРОСИЛИ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ЭКСПЕРТНОГО СОВЕТА ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ РУСТАМА КАМАЛЕТДИНОВА

SINCE 2004, LEADING INDUSTRY EXPERTS HAVE GATHERED IN MOSCOW TO DISCUSS TECHNOLOGICAL INNOVATIONS AND PROFESSIONAL PROBLEMS ON THE BASIS OF THE TRADITIONAL “MECHANIZED OIL PRODUCTION” CONFERENCE. IN MARCH 2024, THE 21ST CONFERENCE WAS HELD, ORGANIZED BY THE EXPERT COUNCIL ON MECHANIZED OIL PRODUCTION AND THE CENTER FOR PROFESSIONAL DEVELOPMENT WITH THE SUPPORT OF THE COMMITTEE ON ENERGY STRATEGY AND DEVELOPMENT OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OF THE CHAMBER OF COMMERCE AND INDUSTRY OF THE RUSSIAN FEDERATION. WE ASKED THE CHAIRMAN OF THE EXPERT COUNCIL ON MECHANIZED OIL PRODUCTION, RUSTAM KAMALETDINOV, TO SUMMARIZE ITS RESULTS

Ключевые слова: *механизированная добыча, фонд скважин, осложненная добыча, нефтесервис, конференция.*



**Камалетдинов Рустам Сагарьярович**

*председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти, к.т.н.*

– Рустам Сагарьярович, конференция по проблемам механизированной добычи нефти проводилась в 21-й раз. Были ли в этом году какие-то отличия от предыдущих лет? Изменился ли состав участников, проблематика выступлений и дискуссий?

– В этом году при презентации докладов и их обсуждении мы постарались акцентировать внимание на обсуждении наиболее острых проблем на сегодняшний день, для того чтобы вынести их обсуждение на отраслевой уровень, с помощью Союза Нефтегазопромышленников

России и Комитета по энергетике Торгово-промышленной палаты РФ. Основные вопросы – создание и развитие промышленных полигонов, отраслевая система стандартизации, цифровая трансформация, сервис мехфонда, инновации в нефтедобыче.

Традиционно провели совещание Экспертного совета, мастер-класс, питч-сессии стартапов нефтегазовой тематики, а также выезд на выставку-форум «Россия» на ВДНХ.

Был сформирован Протокол конференции, по итогам работы определены три лучших доклада,

их авторам, а также самому активному участнику были вручены ценные призы.

Что касается состава, то он остался прежним: половина – нефтяники, остальные – представители заводов-изготовителей, сервисных компаний, научных учреждений. При этом больше половины делегатов – постоянные участники, эксперты отрасли уровня. Удалось, как и на предыдущих конференциях, организовать детальное обсуждение презентаций, призывы «чертежи на стол» звучат до сих пор.

**– Ряд докладов был посвящен периодической эксплуатации скважин. Какие проблемы при данном способе работы оборудования существуют?**

– В настоящее время около 37 тыс. скв., оборудованных УЭЛН (из 112 тыс. работающих УЭЛН) и 4,5 тыс. скв., оборудованных УШГН (из 42 тыс. работающих УШГН), работают в периодическом режиме! То есть каждая четвертая установка эксплуатируется с периодическим отключением. В каких-то случаях счет идет на сутки работы-накопления, в каких-то на минуты.

Мы подробно обсудили данный способ эксплуатации добывающих скважин в рамках представленных докладов, проведенного мастер-класса. Существует несколько определений периодической эксплуатации – «условно-постоянный режим» (УПР), «кратковременная периодическая работа (КПР), «периодическое кратковременное включение» (ПКР), «кратковременная периодическая эксплуатация» (КПЭ), «кратковременная эксплуатация скважин» (КЭС) и др. Открытым вопросом остается влияние периодической эксплуатации на процессы, происходящие в призабойной зоне пласта, работу в целом системы «пласт-скважина-насос-наземная инфраструктура». Не до конца изучен вопрос влияния периодической эксплуатации на ресурс погружного оборудования, есть необходимость проведения дополнительного анализа, с проведением подробной аналитики разбора оборудования, лабораторных исследований, стендовых испытаний.

Методики определения периодических режимов работы, указанные в РД нефтяных компаний, достаточно упрощенно описывают алгоритмы подбора, в некоторых программных продуктах (Rosrpump, «Автотехнолог», ПТК «Насос» и др.) есть блоки подбора периодического режима, но их алгоритмы не раскрываются. Существуют программы, позволяющие производить расчет и выработку рекомендаций по корректировке режимов работающих скважин (Rosrpump, «Супер» компании «Сургутнефтегаз» и др.). На сегодня нет станций управления УЭЛН с алгоритмами, позволяющими корректировать периодический режим в зависимости от меняющихся условий работы (изменение притока, влияние осложняющих факторов, характеристик добываемой продукции и др.). При этом во всех нефтяных компаниях при расчете наработки на отказ и МРП периодически работающих скважин берется все отработанное время, то есть даже если, например, оборудование работает 50 %, стоит 50 %, все равно в формулу проставляется 100 % работы установки. На мой взгляд, это спорное решение, и оно, конечно же, повлияло на динамику наработки на отказ и МРП нефтяных компаний, особенно в первые годы массового внедрения периодического режима начиная с 2010 г.

**Сегодня порядка 37 тыс. скважин, оборудованных УЭЛН, и 4,5 тыс. скважин, оборудованных УШГН, работают в периодическом режиме! То есть каждая четвертая установка эксплуатируется с периодическим отключением**

**– В предыдущей статье, опубликованной в 12 номере 2023 г. Вы высказали мнение о деятельности «ИНТИ»? На Ваш взгляд, что-нибудь изменилось?**

– Особых перемен не произошло. Кратко, первое – качество важнее количества. Второе – утвержденные стандарты АНО «ИНТИ» должны действительно применяться в компаниях-учредителях, то есть необходимо вносить изменения во внутренние руководящие

документы нефтяных компаний в соответствии со стандартами «ИНТИ». Пока мы этого не наблюдаем.

**– Насколько успешно развивается рынок мехдобычи в последние годы? Каковы основные итоги, тенденции?**

– 2023-й год для российского ТЭК прошел под беспрецедентным давлением санкций, которые привели к запрету на поставки оборудования и уходу иностранных партнеров из России, отказу в допуске к рынку капиталов, сокращению инвестиций в развитие технологий. Сохранились тенденции прошлых лет – неустойчивость нефтесервисной отрасли к негативным изменениям на рынке; медленные темпы восстановления финансирования; рост требований заказчика к технологиям и операционной эффективности; санкции на покупку зарубежного оборудования; высокая конкуренция и высокая вероятность банкротств.

Если мы говорим о механизированной добыче нефти (входит в сектор «эксплуатация», который составляет около 37 % в общем сервисе по России объемом около \$20 млрд), на начало года – собственный сервис УЭЛН около 49 тыс. скв., внешний – 63 тыс. скв. За последний год снизился обслуживаемый фонд по компаниям «Ойлпамп Сервис»,

«Новые технологии»; увеличился фонд по компаниям «Борец», «Римера», «Алмаз», «Крафт Памп». Топ-3 заводов-изготовителей УЭЛН по выручке за 2023 г. (производство и сервис в России) – «Борец», «Новые технологии», «Новомет».

Начиная с 2020 г. после остановки значительного фонда скважин, заводы-изготовители, сервисные компании, обеспечивающие механизированную добычу

нефти, работают в сложнейших условиях. В 2022 г. нефтесервис столкнулся с новыми вызовами: повышение цен на материалы и комплектующие, увеличение стоимости никеля и меди, трудности обслуживания импортного оборудования, необходимость поиска замены импортных поставок, срыв сроков поставок из-за нарушения логистических цепочек и др.

На тему госрегулирования сервисного рынка было много публикаций и дискуссий, в частности на конференции «Нефтегазсервис-2023» в октябре прошлого года прозвучало много дельных предложений, однако ситуация не меняется, а ведь некоторые компании находятся в ситуации выживания.

**– Вы можете прокомментировать ситуацию в области инноваций в нефтегазовой отрасли?**

– В марте «Агентство инноваций Москвы» представило исследование «Рынок венчурных инвестиций России 2023». В прошлом году инвесторы заключили 181 сделку общим объемом около \$118 млн. Объем венчурных инвестиций в 2023 году сократился более чем в 10 раз по сравнению с 2022 годом, достигнув исторического минимума за последние семь лет. Инвесторы вложили в технологии нефтедобычи всего в один проект из 181.

**Учитывая отсутствие интереса со стороны крупных компаний, сокращение инвестиций заводов-изготовителей в развитие собственных проектов, тяжелое финансовое состояние сервисных компаний, снижение активности в части финансирования стартапов институтами развития, можно сделать вывод об ухудшении ситуации создания и внедрения новаций в области мехдобычи нефти**

Фонд «Сколково» – активность фонда снижается, получить, как было несколько лет назад, 5 млн руб. без софинансирования уже нельзя. Микрогранты выдаются на небольшие суммы под определенные задачи. Запущенная несколько лет назад консультационная программа Fast Track имеет определенные ограничения – наличие

прототипа, реализованных пилотных проектов, референсов от заказчиков, выручка не менее 5 млн рублей в год. То есть изобретателю, малому начинающему стартапу данная программа не походит.

Фонд содействия инновациям (ФСИ) проводит программу «Старт». В рамках программы отбираются проекты по 6 тематическим направлениям. Программа реализуется

**Объем венчурных инвестиций в 2023 году сократился более чем в 10 раз по сравнению с 2022 годом, достигнув исторического минимума за последние семь лет**

в два этапа: 1-й этап программы (конкурс «Старт-1» 4 млн руб. на НИОКР); 2-й этап программы (конкурс «Старт-2»). Чувствуется сокращение финансирования, в прошлом году, в 1 кв. текущего года «Старт-2» (8 млн руб.) не проводился, т.е. стартапы, отчитавшиеся за «Старт-1» и ожидающие дальнейшего финансирования на изготовление прототипов, проведение стендовых испытаний, организацию ОПИ, «стоят на паузе».

При этом наблюдается развитие инструментов открытых инноваций – проводимый компанией «Газпром нефть» акселератор INDUSTRIX,

организуемые компанией «Роснефть» хакатоны в рамках марафона ИТ-соревнований и др. На мой взгляд, акселератор INDUSTRIX – это, по сути, конкурс по поиску стартапов (акселерация – один из этапов), его можно трансформировать в интернет-платформу (или иной инструмент) компании «Газпром нефть», то есть проводить постоянно;

нужно упрощать процедуры в компании по оформлению сделок по финансированию, покупке стартапов; как вариант в будущем возможно создание корпоративного венчурного фонда компании «Газпром нефть».

В целом, учитывая отсутствие реального интереса со стороны крупных компаний, сокращение инвестиций заводов-изготовителей в развитие собственных проектов, тяжелое финансовое состояние

сервисных компаний, снижение активности в части финансирования новых стартапов институтами развития, можно сделать вывод об ухудшении ситуации создания и внедрения новаций в области мехдобычи нефти.

**– Поделитесь планами Экспертного совета на ближайшие годы.**

– В этом году планируем провести две конференции («Энергоэффективная добыча нефти-2024» в июне, «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда-2024» в октябре), разработать проект Рекомендаций Экспертного совета «О порядке эксплуатации, испытаний погружного кабеля УЭЛН», доработать Рекомендации ЭС «Справочник. Механизированная добыча нефти. Термины, определения и сокращения» (2022 г.), обновить сайт Экспертного совета, продолжить обсуждение технических вопросов на совещаниях, круглых столах, продолжить взаимодействие с АНО «АТР», венчурными фондами, технопарками, акселераторами и т.д.

Экспертный совет готов к расширению перечня обсуждаемых вопросов, новым форматам общения, развитию сотрудничества. ●

KEYWORDS: *mechanized production, well stock, complicated production, oilfield service, conference.*



# «НЕФТЕГАЗ-2024»

В апреле в Москве прошла 23-я международная выставка «Нефтегаз-2024». В этом году свое оборудование экспонировали компании из 12 стран. Все чаще на стендах можно заметить крупногабаритные экспонаты, собирающие вокруг себя специалистов отрасли и просто любопытствующих посетителей. Размещение техники даже в крытых павильонах стало возможным за счет увеличения площадей до 70 000 м<sup>2</sup>, выставка приросла двумя новыми закрытыми павильонами, а экспозиция на открытой площадке выросла в четыре раза.



Универсальная транспортная платформа «Пластун»

Другие компании ограничились демонстрацией макетов, которые вызвали не меньший интерес посетителей.



Технологический стенд

Компания Sinoprec Equipment представила макет флота гидроразрыва пласта с электроприводом. Китайские экспозиции были широко представлены на выставке в самых разных сегментах.



Экспонат на стенде компании Sinoprec Equipment

Каждый год на дорожках павильонов можно встретить промоутеров, рекламирующих услуги и товары компаний-участниц, это всегда особая сфера воплощения фантазии, ведь интереснее получить листовку из рук (а иногда и лап) мультяшного героя.



Выставка «Нефтегаз» предоставляет компаниям-участникам прекрасную возможность познакомиться рынок с новинками и продемонстрировать уже зарекомендовавшее себя оборудование. И первое, и второе всегда вызывает живой интерес посетителей и участников выставки, которые охотно поделились своими впечатлениями о мероприятии. ●



**Коротков Антон Валентинович,**  
управляющий по продукту расходомерами  
компании «Метран»

« На выставке мы представляем весь спектр оборудования компании: от программных решений до оборудования – расходомеры, уровнемеры, приборы для измерения температуры, регуляторы давления. На стенде представлена система подключения оборудования, которую мы сегодня запустим. Это новинка, готовая выйти на рынок – Метран конфигурация, программное обеспечение для настройки всей линейки нашего оборудования, так как важно предоставить заказчикам не только оборудование, но и средство для его настройки и диагностики.

За последнее время мы существенно переработали свое портфолио. Мы стараемся развивать технологии, ставшие недоступными после реорганизации компании, так как у нас сохранился



инженерный центр и экспертиза, что позволяет применять знания и опыт в создании нового оборудования.

В предыдущие годы компания участвовала в каждой выставке «Нефтегаз», но затем был небольшой перерыв, и вот сегодня мы снова экспонируем свою продукцию и, конечно, ожидаем найти новых партнеров и показать, что компания успешно работает несмотря на произошедшие изменения. ➤

**Шарипов Алексей,**  
Торговый дом «Руст 95»

«Наша компания производит арматуру для предприятий нефтегазовой промышленности, в том числе клапаны, шаровые краны, регуляторы давления, сетчатые фильтры и системы подачи ингибитора. Все это можно увидеть на нашем стенде. Что касается системы подачи ингибитора, представленного также на выставке, это сложное оборудование для впрыска метанола в скважины. В конструкцию входят регулирующие клапаны, которые дозированно подают ингибитор в скважины. Оборудование очень востребовано у «Газпрома» и «НОВАТЭКа», которые применяют его на своих промплощадках. Это наукоемкое оборудование, мы постоянно модернизируем и улучшаем его параметры, так как оно не серийное, под каждый новый проект оборудование производится с доработками,



соответствующими специфике работы заказчика. Наша компания не первый год участвует в выставке «Нефтегаз», мы очень довольны, ожидаем увидеть и в этом году много интересного.



**Динкевич Денис,**  
Industrial Engines

«На выставке «Нефтегаз-2024» мы экспонируем оборудование, которое сами разрабатываем и производим. На стенде представлена дизель-генераторная установка мощностью 520 киловатт,

созданная на базе двигателя отечественной сборки, сама станция, рама, шкаф управления и генератор – нашей сборки. Это оборудование используется там, где необходимо автономное энергоснабжение, в частности, может применяться на промыслах в высоких широтах, для чего оборудование помещают в контейнер, который мы также производим сами. Выход на рынок отечественного оборудования важен в рамках импортозамещающей политики. Сегодня многие комплектующие поставляются из Китая, мы сделали выбор в пользу российского производителя и, демонстрируя это оборудование на выставке, ожидаем, что «Нефтегаз-2024» позволит собрать нужную информацию по реакции рынка, потенциальных заказчиков и партнеров.

Сегодня, когда иностранные, в частности американские, компании прекратили свою деятельность в России, идет поиск замены иностранного оборудования, и мы хотим занять эту нишу.



двигателем. Частотный преобразователь обеспечивает экономию электроэнергии, повышает эффективность оборудования, плавный запуск и управление электродвигателем.

Наша компания является постоянным участником выставки «Нефтегаз», в этом году мы также рассчитываем на новые контакты, которые позволят увеличить количество заказчиков.

**Воротилин Сергей,**  
ГК «Феррома»

Мы экспонируем оборудование, сегодня на нашем стенде представлен трансформатор Скотта, ТК-провода с витой изоляцией и сервисное оборудование. Это оборудование широко используется в нефтегазовой промышленности. Мы сами его производим. На рынке трансформаторов сегодня очень много производителей, а вот на рынке сервисного оборудования мы занимаем передовые позиции, поскольку компаний-производителей в этом сегменте не много. Увеличение мощностей в разных производственных отраслях открыли для нас новые возможности. За последний год компания расширила производство в связи с тем, что потребности внутри страны начали увеличиваться.



**Раковский Богдан,**  
«Тепловые системы»

«На выставку «Нефтегаз-2024» мы привезли большинство образцов производимого нами оборудования в России. В настоящее время компания строит производство в Китае, продукция которого будет ориентирована на локальный китайский рынок. Основная линейка нашего оборудования – греющие кабели разных типов, саморегулируемые кабели, кабель постоянной

мощности, соединительные коробки. Компания располагает собственным проектным отделом и службой главного инженера, что позволяет нам реализовывать проекты для крупных заказчиков, среди которых «Газпром», «Иркутская нефтяная компания».

Сегодня мы представляем на стенде образец трубопровода, на котором установлены те типы кабелей, которые мы производим. Кабели отличаются по цветам, которые обозначают разные типы кабелей. Нынешняя ситуация на рынке, связанная с уходом иностранных компаний, это момент больших возможностей для российских производителей. Конкуренты ушли, и на рынке осталось несколько компаний-производителей, одной из которых мы являемся. Заказчики, ранее предпочитавшие продукцию европейского производителя, вынуждены перейти на использование российских кабелей. В то же время мы не чувствуем конкуренцию со стороны стран АТР, так как там достаточно емкий собственный рынок.

Наша компания старается принимать участие во всех крупных отраслевых мероприятиях, в выставке «Нефтегаз» мы также участвуем не первый год и ожидаем найти здесь новых заказчиков и укрепить отношения с теми, с кем работаем уже давно.

**Балякин Андрей,**  
ООО «Термон Евразия»

«На нашем стенде представлена система электрообогрева «под ключ», во взрывозащищенном исполнении, предназначенная для обогрева трубопроводов на предприятиях нефтегазовой и нефтехимической промышленности. Эти системы используют практически все ВИНКи нефтегазовой отрасли, в числе наших заказчиков «ЛУКОЙЛ», «СИБУР», «Роснефть», «Газпром нефть». Наша компания является правопреемницей американского производителя – компании «Термон», работающей на рынке более 60 лет, этот опыт и компетенции, которые мы переняли, делают нашу продукцию в области производства систем электрообогрева конкурентоспособной по сравнению с аналогами.



**Силин Игорь,**  
ОАО «Промприбор»

« В этом году на выставке мы экспонируем оборудование для перевалки нефтепродуктов – установки слива-налива, оборудование для перекачки, насосные станции, блочно-модульные установки, напорные системы. На стенде представлены массмеры собственного производства, разработанные в рамках программы импортозамещения, производимые на 95% из российских комплектующих. Это наукоемкое оборудование и наша компания одна из немногих в России, которая производит его, опираясь на собственные

технологические возможности. На стенде представлен расходомер кориолисового типа, поток жидкости учитывает импульс и считает массу напрямую, т.е. не объем, как мы привыкли, а именно массу, – он измеряет жидкость в килограммах. Оборудование комплектуется под любые условия, в частности, может эксплуатироваться в климате с низкими температурами, для этого оно укомплектовывается в специальные кожухи.

Наша компания работает на рынке 63 года, мы являемся участниками «Нефтегаза» почти с самого основания выставки и каждый год приезжаем с новинками. »



**Мансур Янбердин,**  
Уфагидромаш

« Уфагидромаш производит гидравлическое буровое оборудование, гидравлические ключи серии ГКШ, спейдера серии СПГ, а также гидравлическую аппаратуру – гидромоторы, гидрораспределители и другую гидравлику. На выставку в этом году мы привезли новый ключ ГКШ 4300, который пришел на замену ГКШ 3200 и 4200. Это реверсивный ключ, при его использовании не требуется менять челюсти, просто нужно поменять шайбу, которая ставится на заворот, либо на отворот. Температурный диапазон использования оборудования от -60 до + 50 °С. Гидравлический ключ ГКШ-4300 «Тархан» предназначен для быстрого, безопасного, точного свинчивания и развинчивания труб с наружными диаметрами от Ø60 мм (2 3/8") до Ø178 мм (7"), с максимальным крутящим моментом до 50000 Н·м (5100кгс·м).

Также на стенде представлен гидравлический робот ГКШ-16500 «Юрматы», применяемый на буровой площадке для больших буровых установок. Оборудование автоматизировано и управляется при помощи пульта. »



шкафов управления представлены решения как во взрывозащищенном, так и в общепромышленном исполнении. Основная сфера применения данного типа лебедок – нефтегазовые месторождения, они устанавливаются на роторном столе в качестве вспомогательной лебедки. Оборудование широко востребовано и ориентировано на эксплуатацию в диапазоне низких температур. »

**Владимир Смолинец,**  
ООО «Доступные решения»

« На стенде представлены отдельные образцы производимого нашей компанией оборудования, в том числе и две грузо-людские лебедки собранные в единый экспонат и синхронизированные между собой. Данный экспонат представлен совместно с ООО «НКМЗ-СТ», являющемся разработчиком грузо-людских лебедок. Впервые оборудование экспонировалось в 2018 году и с тех пор его значительно усовершенствовали.

Экспонат, который представлен сегодня, демонстрирует различные возможности комплектации грузоподъемных механизмов, на нем представлены два типа лебедок с тросоукладчиком и без, редукторы с двойным валом и с одним, два вида взрывозащищенных электродвигателей в комплекте с тормозами электромагнитными взрывозащищенными, а также тормоза колодочного типа. Управление осуществляется через взрывозащищенный пульт системы дистанционного управления, а в качестве

# Тендерный КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)



**Действуя строго в рамках законодательства, мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере**



## ЖК-устройство для БГ

Ученые Новосибирского государственного университета создали прототип ЖК-устройства – пространственного фазового модулятора для управления пучками субтерагерцового излучения с перспективой использования в системах беспроводной связи нового поколения (БГ).

Технология БГ основана на использовании терагерцовых (ТГц) волн. Это позволяет увеличить скорость передачи данных в системах беспроводной связи как минимум в 100 раз. ТГц волны – электромагнитное излучение с частотами от 100 гигагерц до нескольких терагерц. ТГц волны располагаются между инфракрасным и СВЧ диапазонами спектра. Поскольку ТГц диапазон соответствует длинам волн масштаба миллиметра/субмиллиметра, то передача информации в БГ системах будет осуществляться по узкому лучу, направление которого должно динамически (электронным способом) перестраиваться при перемещении абонента в пространстве. Разработки ученых НГУ нацелены на создание таких устройств управления терагерцовыми лучами.

## Отказоустойчивость в осложненных условиях

Применение технологии ГРП приводит к такому осложнению, как вынос газа вместе с абразивными частицами породы, которые накапливаются на стенках оборудования, что приводит к разрушению устройства и авариям. В ПНИПУ разработали более эффективную конструкцию газосепаратора. Ученые установили два факта: втекающая в газосепаратор жидкость приобретает вращательное движение еще до входа внутрь, а центробежные силы перемещают частицы к поверхности корпуса. Второй факт – осевая скорость жидкости на входе в газосепаратор меньше средней, поэтому частицы абразива здесь накапливаются, а их концентрация становится выше средней. Наблюдается парадоксальное явление: корпус изнашивается еще до входа нефти внутрь устройства. Для решения этой проблемы ученые сделали проточный канал на входе в газосепаратор и изменили форму входных кромок лопастей рабочего колеса, чтобы уменьшить силу их взаимодействия с элементами породы. Теперь отделение газа от жидкости происходит в другой части – в вихревой камере, которая расположена ниже по течению жидкости, после рабочего колеса. Газосепаратор оптимизировали с помощью математического моделирования: меняли геометрические размеры входного блока устройства и вычисляли его гидроабразивный износ. Результаты стендовых испытаний показали, что скорость износа уменьшилась примерно в 3–5 раз.

## Борьба с отложениями

Для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений применяют технологию «холодный поток». Ученые ПНИПУ смоделировали процесс на лабораторной установке и оценили влияние технологии на свойства нефти и появление отложений. Исследования выполнялись на уникальной установке, в которой нефть циркулирует при заданных значениях. Сначала она попадает в сырьевую емкость, где нагревается, затем достигается необходимое давление, и насос перекачивает жидкость в тестовую секцию. Тосол, охлаждая стенки тестовой секции до заданной температуры, создает температурный переход между нефтью и внутренней поверхностью. Так образуются парафины. На входе и выходе отслеживается перепад давления и по результатам измерений рассчитывается толщина парафина. После выхода из тестовой секции нефть проходит фильтрацию, затем снова попадает в сырьевую емкость и процесс повторяется. В ходе эксперимента ученые последовательно снижали температуру стенки, а температуру нефти на входе поддерживали постоянной – выше, чем ту, при которой начинается кристаллизация парафина. Образование отложений отслеживали по мере увеличения перепада давления. В результате исследований ученые получили графики образования отложений и пришли к выводу, что охлаждение нефти ниже 24 °С, т.е. температуры начала кристаллизации парафинов, значительно снижает интенсивность образования отложений. При охлаждении с 40 °С до 20 °С вязкость увеличивается в два раза.

## На 40% больше высоковязкой нефти

Ученые ТюмГУ предложили способ повысить на 20–40% добычу высоковязкой нефти за счет оптимизации процесса циклического воздействия водяного пара на нефтяной пласт. Для снижения вязкости нефти можно применять метод пароциклического воздействия. Он состоит в циклической закачке в пласт горячего пара, исследователи научились определять параметры пароциклического воздействия с учетом движения пара в пласте под землей. На эффективность пароциклического воздействия и длительность стадий процесса в наибольшей степени влияют толщина пласта, доля пара в закачиваемой пароводяной смеси и расход закачиваемого пара. Это позволяет оптимизировать процесс закачки пара через скважину в пласт и извлекать из него больше нефти, а также определять оптимальную длительность стадий процесса. Такая оптимизация может повысить количество добываемой нефти за год на 20–40%. Исследователи отмечают, что существующие исследования параметров пароциклического воздействия с использованием гидродинамических симуляторов требуют задания большого количества параметров, которые не всегда известны, а также длительных расчетов. В свою очередь, ученые ТюмГУ предложили упрощенный подход к моделированию, который впервые учитывает изменение плотности воды при изменении температуры и давления. Они применили математическое моделирование и решение уравнений с помощью численных методов. В будущем исследователи планируют связать эту модель с моделью движения пара по скважине и учесть изменение содержания пара в поступающей смеси.

## Полигидриды для хранения водорода

Российские химики и их коллеги из Китая, Японии и Италии выяснили, что стабильные полигидриды рубидия и цезия способны вмещать в себя в четыре раза больше водорода, чем уже имеющиеся материалы. Эти новые соединения – гептагидрид цезия CsH<sub>7</sub> и нонагидрид рубидия RbH<sub>9</sub> – могут удерживать 7 и 9 атомов водорода на один атом металла соответственно. Доля водорода в них превышает содержание этого газа в других гидридах, существующих при стандартных давлениях, и вдвое превосходит уровень метана (CH<sub>4</sub>). Использование водорода в качестве источника энергии ограничено из-за потребности в дорогостоящих катализаторах, создание полигидридных материалов, способных удерживать большое количество водорода и сохранять стабильность при различных температурах и давлениях, может решить эти проблемы. Синтез CsH<sub>7</sub> и RbH<sub>9</sub> был выполнен путем сжатия смеси боразана с щелочным металлом в алмазной наковальне под давлением 100 тыс. атмосфер. Оба полигидрида остаются стабильными при давлении 100–200 тыс. атмосфер, и CsH<sub>7</sub>, возможно, сохранит свои свойства при снижении давления до атмосферных значений.

## Легкая добыча тяжелой нефти

Специалисты Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета разработали новые инициаторы окисления, способные усовершенствовать технологию внутрипластового горения, применяемую в современной нефтедобыче. Внутрипластовое горение является одним из популярных и эффективных термических методов добычи тяжелой нефти. Это энергоэффективный, экологичный и безопасный метод добычи и облагораживания тяжелой нефти, при котором часть нефти сжигается под землей, разогревая пласт, а другая часть интенсивнее продвигается к скважинам. В качестве потенциальных инициаторов были протестированы различные классы органических соединений (пероксиды, жирные карбоновые кислоты, природные масла), предложенные инициаторы являются технологически доступными и экономически выгодными, при этом позволяют снизить температуру начала окисления тяжелой нефти. Их использование позволит улучшить вязкостно-температурные характеристики получаемой нефти: снизить вязкость и увеличить в ее составе светлые фракции на фоне снижения высокомолекулярных компонентов – смол и асфальтенов.





Стенд компании Oil Energy на выставке Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Стенд ООО ПКФ Торус на выставке Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Демонстрация оборудования на выставке Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024



Демонстрация оборудования на выставке Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Стенд компании Горэлтех на выставке Нефтегаз-2024



Стенд компании Indutech на выставке Нефтегаз-2024



Стенд компании Химпром на выставке Нефтегаз-2024



Стенд компании Sinopec на выставке Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Стенд компании Томсккабель на выставке Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024



Стенд компании Механотроника на выставке Нефтегаз-2024



Стенд завода ВЭЛАН на выставке Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024

# ОСУШИТЕЛЬ ГАЗА. БЛОК ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



### Блоки осушки для очистки и осушки природного газа

Блоки осушки природного газа (БОПГ) предназначены для очистки и осушки природного газа, подаваемого в газоиспользующее оборудование, в том числе и в компрессорные установки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

БОПГ (блок осушки природного газа) предварительно очищает газ от механических примесей и капельной влаги, затем осушает его с помощью адсорбента, находящегося в адсорберах.

### Конструкция

Схема блока осушки состоит из двух адсорберов. Первый адсорбер поглощает влагу из природного

газа в поверхность адсорбента, в то время как другой находится в процессе регенерации (десорбции), адсорбция и десорбция проходят поочередно. В результате, данное оборудование может непрерывно выпускать чистый и сухой природный газ.

Регенерация адсорбента осуществляется в закрытом контуре, тем самым снижается потребление газа на регенерацию до минимального уровня. Переключение режима осуществляется системой автоматического управления (CAU) по мере насыщения адсорбента влагой.

Эта система обеспечивает работу блока в автоматическом либо в полуавтоматическом режиме, предусмотрена возможность ее

подключения к САУ АГНКС или к САУ высшего уровня.

Блоки осушки природного газа рассчитаны на работу с газом, имеющим 100% влажность при температуре газа +10°C.

Параметры товарного газа после блока в соответствии с ГОСТ27577-2000.

БОПГ рассчитаны на пропускную способность до 2300 м<sup>3</sup>/ч при рабочем давлении до 1,2 МПа (12 кгс/см<sup>2</sup>), выполнены в блочном исполнении, что позволяет осуществить их быстрый монтаж на месте.

По требованию заказчика может быть поставлено оборудование, рассчитанное на другую производительность. ●

# ЦИФРОВАЯ ИНЖЕНЕРНАЯ СЕЙСМОСТАНЦИЯ

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3. Технологическое оборудование

1.3.1.14. Прочее технологическое оборудование



Станция предназначена для производства сейсморазведочных работ методами преломленных и отраженных волн при проведении геолого-геофизических исследований.

Станция состоит из одного или нескольких блоков и персонального компьютера или специализированного блока управления. Каждый блок обеспечивает получение данных с 24-х сейсмических каналов и их предварительную обработку. Количество каналов сейсмостанции определяется количеством применяемых блоков.

Компьютер обеспечивает управление блоками, последующую обработку информации, отображение результатов и подключается к сети через адаптер. Скорость обмена по локальной сети – 10 Мбит/сек.

Передача информации по локальной сети может осуществляться через радио, что обеспечивает возможность дистанционного управления устройствами в сети в радиусе до 100 м. и позволяет оператору находиться в защищенном от внешних климатических условий месте. Обслуживание сейсмостанции производится одним оператором. Конструкция модулей обеспечивает ее надежную эксплуатацию в жестких условиях и в широком диапазоне температур. ●

### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Число регистрируемых каналов	2-1024 (24 канала в одном блоке)
Диапазон регистрируемых частот, Гц	5-4000 (8000 по заказу)
Разрядность АЦП	24
Поканальная аттенюация сигнала, дБ	0, 20, 40
Уровень шумов, приведенных ко входу, мкВ	0,25
Наличие синус тест генератора	есть
Контроль сейсмокоды	есть
Частота цифрового режекторного фильтра	50, 150, 200, 250
Время регистрации, мсек	до 192, 384, 768, 1536, 3072, 6144
Время задержки регистрации (отсчетов), сек	от -512 до +512
Число отсчетов на канал	до 3072
Число накоплений	до 32000
Управление станцией и обработка информации	с помощью ноутбука или специализированного блока управления
Диапазон температур (кроме ноутбука)	-30°... +50 °С



**А. бен Сальман**

Игрокам на понижение следует быть осторожнее, а не то будет больно



**А. Новак**

Мы полностью вышли на импортонезависимость по крупнотоннажным полимерам



**О. Шольц**

Эпоха ископаемых источников энергии подходит к концу



**С. Гильбо**

Нефтегазовые компании, получающие рекордные прибыли, будут инвестировать их в рабочие места



**А. Миллер**

Технологический суверенитет в газовом секторе мы уже практически достигли, осталось совсем чуть-чуть



**В. Матвиенко**

Нужно обеспечить безопасность объектов ТЭК, не жалея средств и возможностей



**Н. Шульгинов**

Российская нефть остается востребованной, она конкурентоспособна почти при любом уровне рыночных цен



**Л. Михельсон**

Мировой рынок СПГ продолжит расти, а удовлетворить его могут лишь три страны, располагающие достаточной ресурсной базой



**Т. Билльстрём**

Российские танкеры, перевозящие нефть через Балтийское море, нарушают международные морские правила, что может привести к экологическому хаосу

# Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ – 2024

8–11 октября



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
**ЭКСПОФОРУМ**

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ В TELEGRAM-КАНАЛЕ @GASFORUMSPB





# ВАРТЕЕС LTD

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



## Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

### Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- ▶ **Расход** 1~360 м<sup>3</sup>/ч, напор: 80~3600 м
- ▶ **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- ▶ **Температура** -130~+340 °C
- ▶ **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- ▶ **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- ▶ **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001  
EAC Сертификаты: TP TC 010/2011, TP TC 012/2011, TP TC 020/2011
- ▶ **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCL, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecnimont, Toyo
- ▶ **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP, Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- ▶ **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Русоксо и ПК ОП Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

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

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

[www.calt11.com](http://www.calt11.com)

РЕКЛАМА