



СИНТЕЗ  
ГЕТЕРОГЕННЫХ  
КАТАЛИЗАТОРОВ

ПОЛИМЕРИЗАЦИЯ  
МОНОМЕРОВ

КАТАЛИТИЧЕСКИЙ  
ПИРОЛИЗ

# Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

5 [161] 2025

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕНА НА НПЗ



Входит в перечень ВАК (К1)

ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОЕКТЕ

# НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК

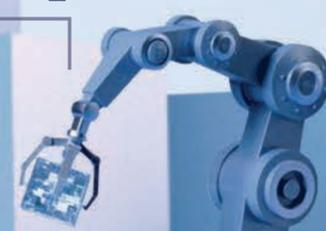
ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ↘



ЦИФРОВАЯ БУРОВАЯ —  
↙ НОВАЯ СТУПЕНЬ БЕЗОПАСНОСТИ

АВТОМАТИЗАЦИЯ  
И РОБОТЫ ↘

**ENSMAS**



ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ↗



↑ ИСКУССТВЕННЫЙ  
ИНТЕЛЛЕКТ



**ПромМашТест**



**АБС Электро**

ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ ↙

**КЭАЗ** ЭНЕРГИЯ  
ЕДИНСТВА

↗ ПОЛИТИКА БЕЗОПАСНОСТИ



Safety.neftegaz.ru



**ANT ENGINEERING**

↙ БПЛА: ЗАЩИТА И УГРОЗА

**ТЕРРАЛИНК**  
ТЕХНОЛОГИС



↑ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ

**kaspersky**



**ГАЗСТРОЙПРОМ**  
СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ **СТНГ**

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ СООРУЖЕНИЙ ↙



↗ НОВОСТИ



↙ ЗАЩИТА ДАННЫХ

РЕКЛАМА

Особенности синтеза гетерогенных катализаторов для пиролиза углеводородного сырья



14

Влияние СВЧ-воздействия различной частоты на скорость протекания процесса полимеризации смесей мономеров



18

Снижение загрязнений в теплообменном оборудовании и увеличение эффективности теплообмена на НПЗ



24

Каталитический пиролиз в России: переход к газовому сырью и разработка катализаторов



36

Эпохи НГК 4

### РОССИЯ *Главное*

Российский газ: исход 6  
Энергостратегия-2050 8

События 10

Первой строчкой 12

### ПЕРЕРАБОТКА

Особенности синтеза гетерогенных катализаторов для пиролиза углеводородного сырья 14

Влияние СВЧ-воздействия различной частоты на скорость протекания процесса полимеризации смесей мономеров 18

### ПЕРЕРАБОТКА

Снижение загрязнений в теплообменном оборудовании и увеличение эффективности теплообмена на НПЗ 24

Использование магнитного поля для управления движением УМК в гидродинамическом потоке 32

Каталитический пиролиз в России: переход к газовому сырью и разработка катализаторов 36

### НЕФТЕСЕРВИС

Сибирская Сервисная Компания: 25 лет успешного развития 42

Жидкость глушения: влияние на динамику изменения дебита скважин низкопроницаемого карбонатного коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения 46

Хронограф 51

Технико-экономическое обоснование разработки Западно-Вишневского месторождения Саратовской области



62

30 лет нейтралитета Туркменистана: эволюция многовекторной нефтегазовой дипломатии



79

Сравнительный анализ свойств арктической нефти



88

Особенности применения методологического инструментария комплексного освоения углеводородных запасов



94

### НЕФТЕСЕРВИС

Эжекционная очистка скважин по технологии «труба в трубе» 52

### ЭКОНОМИКА

Актуальность применения метода Ланга в России: методология и практическое применение 56

Календарь событий 61

Технико-экономическое обоснование разработки Западно-Вишневского месторождения Саратовской области 62

Россия в заголовках 67

### ЮБИЛЕЙ

«Работай на нефть, работай!»: история инженера, который посвятил нефтедобыче 65 лет 68

### ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Нефтегаз-2025 74

### МЕЖДУНАРОДНЫЕ ОТНОШЕНИЯ

30 лет нейтралитета Туркменистана: эволюция многовекторной нефтегазовой дипломатии 79

### ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Сравнительный анализ свойств арктической нефти 88

### ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Особенности применения методологического инструментария комплексного освоения углеводородных запасов 94

Новости науки 104

Нефтегаз *Life* 106

Классификатор 108

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

**6** тысяч лет назад

В 4 000 году до н.э. природный асфальт использовался при строительстве стен и башен Вавилона.

**430** лет назад

В 1595 году в рассказе сэра Уолтера Рэли «О тринидадском озере Питч» встречается первое упоминание о нефти на Американском континенте.

**415** лет назад

В 1710 году врач из Швейцарии Эйрини д'Эйринис обнаружила асфальт в Валь-де-Траверсе. В 1719 году она основала битумную шахту (де ла Преста), которая действовала до 1986 года.

**280** лет назад

В 1745 году в Ухте Ф. Прядунов построил первую нефтяную скважину и нефтеперерабатывающий завод. В процессе перегонки «каменного масла» он получил вещество, похожее на керосин, которое использовалось в масляных лампах для церквей и монастырей, при этом в домах по-прежнему пользовались свечами.

**227** лет назад

В 1798 году в Англии впервые появилось газовое освещение, фонарями был освещен главный корпус мануфактуры Джеймса Уатта.

**202** года назад

В 1823 году на Кавказе появился первый нефтеперегонный завод, построенный братьями Дубиниными.

**175** лет назад

В 1850 году канадский геолог Авраам Пайно Геснер разработал процесс получения жидкого топлива из угля, битума и горючих сланцев, которое назвал керосином. Он основал компанию по производству керосиновых газовых ламп и начал устанавливать освещение на улицах городов.

**155** лет назад

В 1870 году в Бакинском районе насчитывалось 47 нефтеперегонных заводов, а через 20 лет после отмены откупной системы их число выросло до 69.

**136** лет назад

В 1889 году В.Д. Соколов высказал предположение о космическом происхождении нефти.

**114** лет назад

В 1911 году американский инженер Д. Юз изобрел шарошечное долото (шарошки долго именовались «конусами Юза»).

# Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

## РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Ольга Бахтина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Редактор**  
Анастасия Никитина

**Аналитик**  
Анатолий Чижевский

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

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова

**Корректор**  
Виктор Блохин

## РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Neftegaz.RU

Издательство:  
ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

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

account@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 Прибытков

**Выставки, конференции, распространение**  
Мария Короткова

**Отдел по работе с клиентами**  
Екатерина Данильчук

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



# У ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ

01-03 ОКТЯБРЯ 2025  
ИРКУТСК, РОССИЯ

## РАСТВОРИМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

OIL ENERGY  
M14



К 2027 г.

будет полностью прекращен импорт российского газа странами ЕС

В Мексике планируется строительство пяти СПГ-заводов общей мощностью

28 млн т/год

В I квартале производство СПГ в России сократилось

на 4,1 %

Китай снизил объемы закупок газа

на 24 % в I квартале 2025 года

## РОССИЙСКИЙ ГАЗ: ИСХОД

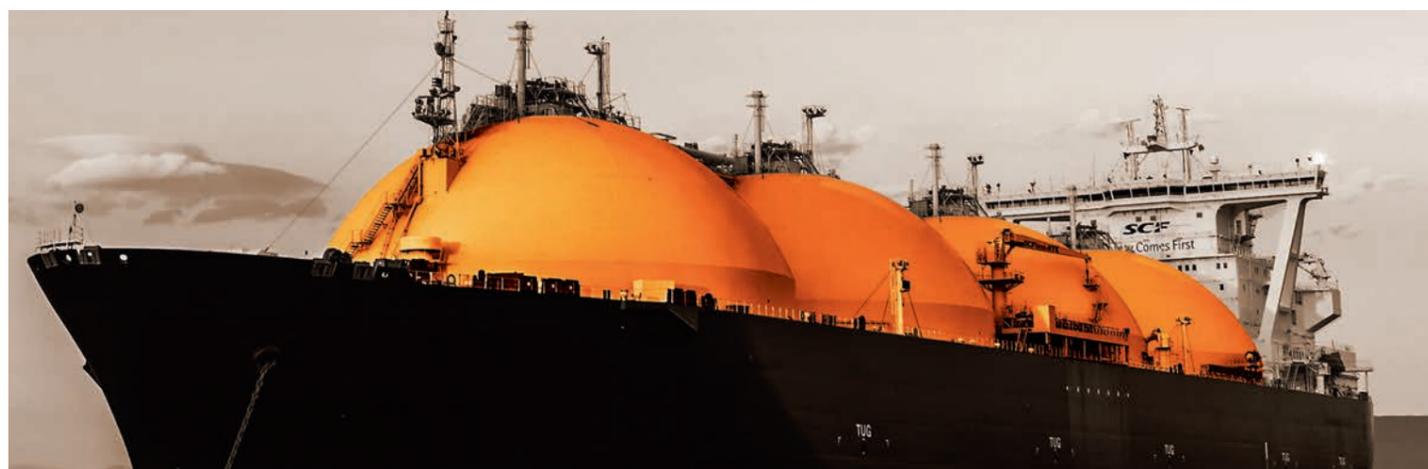
В МАЕ ЕВРОКОМИССИЯ ОПУБЛИКОВАЛА НА СВОЕМ САЙТЕ «ДОРОЖНУЮ КАРТУ» ПО ОТКАЗУ ОТ РОССИЙСКИХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ. В ЧАСТНОСТИ, К 2027 ГОДУ БУДЕТ ПОЛНОСТЬЮ ПРЕКРАЩЕН ИМПОРТ ГАЗА. ПОЛУЧИТСЯ ЛИ У СТРАН ЕС СЛЕДОВАТЬ ПО НАМЕЧЕННОМУ МАРШРУТУ И КУДА РОССИЯ ПЕРЕНАПРАВИТ СВОИ ЭКСПОРТНЫЕ ПОТОКИ?

Анна Павлихина

Налоги от продажи нефти и газа составляют треть российского бюджета. Это огромная сумма и справедливо предположить, что, лишившись ее, страна понесет колоссальные убытки. Поэтому в 2022 году европейские страны решительно заявили о намерении отказаться от покупки российских углеводородов. В частности, свести к минимуму и наконец совсем прекратить импорт газа. За прошедшие три года Россия сократила его поставки странам ЕС с 40 до 19%, заработав на этом 100 млрд евро. Но и в этих 19 процентах европейские политики усматривают угрозу своей энергетической безопасности.

Еще насколько лет назад европейский рынок рассматривался Россией как премиальный, что стало причиной реализации крупных и дорогостоящих инфраструктурных проектов. С 1 января остановлен транзит по ГТС Украины, с мая 2022 г. в связи с контрсанкциями не действует МГП Ямал – Европа, от «Северных потоков» осталась одна ветка. Сегодня газ в Старый Свет поступает только по МГП «Турецкий поток» (его получают потребители в Венгрии и Словакии), загрузка которого в апреле снизилась до 44 млн м<sup>3</sup> в сутки. Прекращение оставшихся трубопроводных поставок снизит российский экспорт на 14 млрд м<sup>3</sup>.

«Дорожная карта» предусматривает возможность разрывать действующие контракты на поставки газа без выплаты штрафов и в обход принципа «бери или плати», новые контракты заключаться не будут, а спотовые продажи российского СПГ с немедленной оплатой планируют прекратить к концу этого года. Однако точные сроки зависят от возможности обеспечить альтернативные поставки.



Среди крупных экспортеров газа в ЕС играют важную роль Алжир, Ливия и Катар. Среди крупных поставщиков мог оказаться также Иран, но санкционные ограничения не дают возможности проводить активную инвестиционную политику, что делает доступ к энергоресурсам этой страны очень дорогим. Но самым крупным продавцом сжиженного природного газа в Европу с 2022 года являются Соединенные Штаты, на долю которых в прошлом году пришлось 45% европейского импорта СПГ. Несмотря на декларируемое стремление к диверсификации поставок, ЕС заявляет о готовности обсуждать увеличение объемов закупок газа у США. Такие возможности у Штатов, конечно, есть. К 2027 году благодаря строительству и расширению пяти терминалов мощности страны по производству СПГ должны увеличиться на 74 млн тонн. Это на 86% превышает мощности всех ныне действующих российских терминалов СПГ, что можно рассматривать как очень сильный механизм по завоеванию рынка, который в конечном итоге и без «Дорожной карты» позволил бы вытеснить российских экспортеров из Европы, а последних поставил перед необходимостью искать новые рынки сбыта. Что они и начали делать.

В апреле глава Минэнерго С. Цивилев посетил Китай, чтобы обсудить перспективы увеличения поставок российских энергоносителей и реализацию совместных СПГ-проектов. Китай уже участвует в двух – в «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2», но российские инвесторы интересуются также строительством в КНР регазификационных терминалов. Сжиженный газ из России Китаю как никогда интересен, учитывая новый

виток торговой войны с США, в результате которого поставки СПГ из Штатов были обложены повышенными пошлинами. В условиях переориентации американцев на европейский рынок, поставки СПГ в Китай все равно пришлось бы урезать, а освободившуюся экспортную нишу может занять сжиженный газ из России. Азиатский рынок очень емкий, но покупать газ по высоким ценам ни Китай, ни Индия не будут. Так, став по итогам прошлого года крупнейшим импортером СПГ, Китай снизил объемы закупок в I квартале 2025 года на 24% и вновь активизировал покупательский интерес, как только цены на газ пошли вниз. То же касается и Индии, которая увеличила закупки российского СПГ на четверть, но как только цены на мировом рынке стали расти, перевела свои газовые котельные и перерабатывающие заводы на легкодоступную нефть.

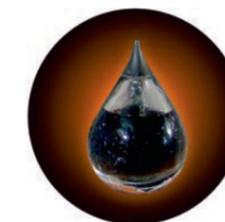
Российские экспортеры газа не теряют надежды увеличить в восточном направлении также трубопроводные поставки, для реализации которых продвигают инфраструктурные проекты. В прошлом году шли активные обсуждения соглашения по МГП «Сила Сибири-2». Переговоры не дали результатов, но торговое противостояние США и КНР в газовой сфере добавляет очки проекту. Помимо прочих разногласий, Китай против прохождения трубопровода через территорию Казахстана, но, возможно, одобрит его маршрут через Монголию, которая не против и уже согласовала линию на карте. На 2027 год анонсировано начало поставок по магистральному газопроводу Сахалин – Хабаровск – Владивосток, от которого также планируется протянуть ветку на Китай.

Несмотря на то, что Китай и Индия крупнейшие покупатели, бросать все силы на маршруты одного направления нецелесообразно. Опыт работы с европейским рынком заставляет думать о диверсификации импорта. Ведь зависимость от одного покупателя чревата не меньшими проблемами, чем зависимость от одного продавца. Поэтому стоит согласиться с теми специалистами, которые в последнее время все настойчивее говорят о третьем пути, предлагают выйти за рамки полярного видения «Запад–Восток» и обратить внимание на страны Средней и Южной Азии, Африки и Латинской Америки.

Постепенность потери европейского рынка дала возможность рассмотреть отступные пути. В прошлом году Газпром заключил соглашение с QazaqGaz о транзите через территорию Казахстана российского газа для Узбекистана и Кыргызстана в 2025–2040 гг. Страны уже готовят проекты модернизации для увеличения мощностей своих газотранспортных систем.

В поисках новых партнеров был обращен пока не обнаруживший логической канвы, взгляд на Мексику. Страна заявляет о стремлении войти в четверку ключевых экспортеров СПГ, кого из лидеров – США, Катар, Австралию или Россию – она собирается потеснить, пока не ясно. Но в Мексике планируется строительство пяти заводов по сжижению газа общей мощностью 28 млн т в год. Проекты буксуют, ведь у страны нет ни собственных технологий, ни собственной ресурсной базы: 72% газа поступает из США, импорт к 2035 г. потенциально вырастет более чем в два раза, до 340 млн м<sup>3</sup> в сутки. Учитывая это, интересы России в Мексике могут быть сконцентрированы на инфраструктуре, регазификационных терминалах или на добычных проектах.

Пока российские компании ищут новые рынки сбыта и новых партнеров, сама российская газовая отрасль в I квартале продемонстрировала падающую динамику: производство СПГ сократилось на 4,1%, добыча природного газа – на 5,5% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. ●



## ЭНЕРГОСТРАТЕГИЯ-2050

Елена Алифирова

Правительство РФ утвердило Энергетическую стратегию РФ на период до 2050 г. Стратегия учитывает рост мирового спроса на все виды энергетических источников на 20% к 2050 г. и предусматривает обеспечение внутреннего рынка энергоресурсами, реализацию экспортного потенциала, диверсификацию поставок ресурсов, развитие новых логистических маршрутов и развитие партнерств с Азией и Глобальным Югом в целом.

В основу прогнозных оценок положены 5 сценариев: стресс-сценарий, предполагающий снижение производственных показателей отраслей ТЭК на фоне сокращения экспортных возможностей и ухудшения внешних условий его функционирования; инерционный – сохранение сложившихся трендов и действующих подходов без значительных инвестиций; целевой – реализация мероприятий для сбалансированного развития отраслей ТЭК с учетом оптимального соотношения надежного и экологичного обеспечения внутреннего рынка с наименьшими издержками и эффективной реализации экспортного потенциала, достижения национальных целей в области климатической политики, технологического суверенитета и конкурентоспособности; сценарий технического потенциала – максимально возможные уровни производственных показателей без учета экономической рентабельности и целесообразности проведения возможных мероприятий; сценарий ускоренного энергетического перехода – возвращение к быстрым темпам декарбонизации мировой энергетики, снятие ограничений на поставки в РФ технологий и оборудования.

В стресс-сценарии к 2050 г. добыча нефти в России может опуститься до 171 млн т в год, а экспорт – до 0. В сценарии технического потенциала добыча к 2050 г. достигает 547 млн т в год, а мощность экспортной инфраструктуры опустится до 228 млн т в год. В перерабатывающей отрасли рост составит 90% к 2030 г., объем производства СПГ увеличится до 110–175 млн т в год к 2050 г., запуска новых СПГ-заводов не ожидается.

Сценарий технологического производства предполагает рост экспорта трубопроводного газа до 307 млрд м<sup>3</sup> в год, СПГ – до 342 млрд м<sup>3</sup> в год. Установленная мощность объектов электрогенерации вырастет с 254,3 ГВт в 2023 г. до 331,2 ГВт к 2050 г. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

В Россию начинают возвращаться компании, покинувшие ее 3 года назад. За это время многое изменилось: российские предприятия освоили освободившиеся ниши и инвестировали в развитие, а потребители переориентировались на других поставщиков. Какие изменения повлечет за собой возвращение иностранцев?

**Как возвращение западных компаний повлияет на российский рынок?**

25%

Вернутся только американские предприятия и заполнят те сегменты, которые не были освоены российскими компаниями

15%

Иностранцы снова заберут долю на рынке, вытеснив российских производителей

34%

Правительство введет протекционистские меры

16%

Западным производителям придется завоевывать рынок заново

10%

Россия выиграет от возвращения западных компаний в отраслях, связанных с высокими технологиями

Старт проекта TAL-PLUS позволит Венгрии, Словакии и Чехии получать нефть нероссийского происхождения. Проект расширения Трансальпийского нефтепровода был реализован к апрелю этого года. Какое влияние окажет строительство нового нефтепровода на рынок нефти?

**Какие основные изменения ждут нефтяной рынок с запуском нефтепровода TAL+?**

29%

Россия не много потеряет в объемах экспорта: в 2024 г. Россия поставила Чехии 2,7 млн т нефти, Китаю – 108,47 млн т

25%

Белоруссия и Украина лишатся дохода от потери транзита через свои территории

15%

Чехия будет получать нефть из почти 20 стран, решив таким образом задачу диверсификации поставок

11%

Проект TAL+ предусматривает увеличение пропускной способности Трансальпийского нефтепровода на 4 млн т в год, что позволит полностью покрыть годовую потребность Чехии в поставках нефти

20%

Перестановок на рынке не произойдет, поставлять нефть в TAL+ будут страны, которые уже направляют нефть в Трансальпийский нефтепровод – Азербайджан, Казахстан, США, Ирак и др.



# 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 °С
- ▶ **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), Русоско и ПКОП Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

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

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

www.calt11.com

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

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

## Первый углеродно-нейтральный завод

Тверское предприятие СИБУР-ПЭТФ стало первым среди российских заводов, которое полностью компенсировало свои энергетические выбросы парниковых газов. СИБУР-ПЭТФ производит гранулят полиэтилентерефталата и обеспечивает переработку технического ПЭТФ. Полимеры имеют преимущества по снижению экологического воздействия на всех этапах жизненного цикла. Благодаря термопластичности и энергоэффективным технологиям рециклинга они могут многократно перерабатываться и использоваться снова. Инструментом для обеспечения экологичности энергообеспечения стали, помимо прочего, сертификаты происхождения электроэнергии. Общий объем выбросов парниковых газов (Охваты 1 и 2), оставшийся

Аргентина впервые экспортировала 500 тыс. м<sup>3</sup> газа со сланцевого месторождения Vaca Muerta в Бразилию по газопроводам, проходящим через территорию Боливии. Целью этой операции было тестирование технической жизнеспособности логистической сети. Поставка выполнена в рамках трехсторонней сделки между TotalEnergies, YPFB и Matrix Energia. Соглашение включает в себя спотовый контракт, позволяющий прерывать поставки в Бразилию в период повышенного зимнего спроса в Аргентине

после проведения мероприятий по энергоэффективности в 2024 г. составил 22,2 тыс. т CO<sub>2</sub> экв. Две трети этого объема были компенсированы углеродными единицами от климатического проекта на ЗапСибНефтехиме, а оставшаяся часть связана с потребленной электроэнергией в объеме 26 040 МВт·ч, была погашена с помощью «зеленых» сертификатов, которые обеспечили

предприятию энергию с нулевыми выбросами. В рамках мероприятий по сокращению углеродных выбросов СИБУР использует энергию из возобновляемых источников, которую компания закупает в эквиваленте «зеленых» сертификатов, а также вырабатывает сама.

## Китайцы выходят из американских проектов

Британская Ineos завершила приобретение активов китайской CNOOC в Мексиканском заливе на шельфе США. Сделка включает в себя портфель неосвоенных активов, построенных вокруг двух глубоководных месторождений: доля участия в морской платформе Arromattox, оператором которой является Shell, МП Stampede (оператор Hess), долю участия в зрелых месторождениях и вспомогательные бизнес-единицы. Сделка добавила в добычной портфель Ineos 90 тыс. бнэ в сутки. CNOOC реализует планы по выходу с внутреннего рынка США из-за геополитических рисков, но сотрудничество с американскими компаниями продолжается на нейтральных территориях. CNOOC владеет долей участия 25% в проекте ExxonMobil по разработке месторождения Стабрук в Гайане, чрезвычайно важного для будущего развития ExxonMobil.

Совет Федерации одобрил закон, который дает работникам ведомственной охраны дополнительные возможности при защите объектов ТЭК, а именно, право применять физическую силу, огнестрельное оружие и специальные средства вне территории охраняемых объектов ТЭК для их защиты от БПЛА. Отдельные положения регулируют вопросы противодействия БПЛА со стороны органов государственной власти, в частности, на них не будут распространяться положения, обязывающие прекращать применение аппаратов и установок, создающих помехи линиям управления беспилотниками

TotalEnergies завершает международные сделки по приобретению ВИЭ-проектов: покупке европейской VSB Group, африканской SN Power и принадлежащих им мощностей, а также закрывает первую сделку с североамериканской RES. Это поможет достичь целей по созданию 35 ГВт общей мощности ВИЭ в 2025 г., увеличить выработку чистой электроэнергии на более чем 100 ТВт·ч к 2030 г. и укрепить позиции компании в сфере интегрированной энергетики

## Новый турбоагрегат на Смоленской ТЭЦ

Росатом завершил первый этап модернизации Смоленской ТЭЦ-2. Новый турбоагрегат теплоэлектроцентрали мощностью 130 МВт введен в эксплуатацию и начал поставки электроэнергии в Единую энергосистему страны. Все основное оборудование было изготовлено на территории России. Мощность нового агрегата на 20 МВт выше, чем у выведенного из эксплуатации. Турбоагрегат оснащен системой, позволяющей осуществлять автоматическое управление технологическими процессами – эта система полностью обеспечивает управляющие, информационные и сервисные функции, необходимые для надежной работы оборудования в различных режимах. В результате ввода нового оборудования вырастет выработка электроэнергии,

Совет Федерации одобрил закон, который устанавливает правовые основы федерального надзора в области использования атомной энергии. В нововведениях прописываются ограничения для должностных лиц Ростехнадзора, например, продолжительность инспекции не может превышать 10 рабочих дней. Документ предоставляет возможность установить режим постоянного госнадзора за юридическими лицами, занимающимися строительством судов с ядерными реакторами. Эта мера необходима для минимизации рисков аварий на таких объектах

увеличится срок службы станции и повысится надежность функционирования ТЭЦ. На втором этапе модернизации Смоленской ТЭЦ-2 планируется введение в эксплуатацию еще одного турбоагрегата отечественного производства. Установленная электрическая мощность станции увеличится до 316 МВт, а тепловая – до 819 Гкал·ч.

Правительство Мексики планирует снять ограничение на добычу сланцевого газа внутри страны, чтобы снизить зависимости от США, т.к. власти обеспокоены непредсказуемой торговой политикой Д. Трампа. Мексика находится на 6-м месте в мире по запасам сланцевого газа, и разработка месторождений позволила бы обеспечить сырьевую независимость, но в стране действуют жесткие ограничения на добычу сланцевого газа, которая требует применения ГРП. Президент Мексики К. Шейнбаум поддерживала эти ограничения, однако теперь ее позиция меняется

Газпром нефть получила новые лицензии на технологические полигоны для внедрения отечественных решений по добыче ТРИЗ. На новых площадках будут испытывать оборудование для геофизических исследований скважин, бурения и ГРП. Техполигоны будут созданы на Верхнесалымском и Холмогорском участках в ХМАО-Югре. Компания также займется тестированием решений для разработки ачимовских отложений на Ямбургском технологическом полигоне в ЯНАО

## МЭА снизило оценку роста спроса на нефть

Международное энергетическое агентство (МЭА) понизило прогноз по росту глобального спроса на нефть в 2025 г. до 730 тыс. барр. в сутки. По сравнению с предыдущим докладом прогноз по росту спроса понижен на 300 тыс. барр. в сутки, а по самому спросу – на 400 тыс. барр. в сутки за счет корректировки в сторону понижения оценки спроса в 2024 г. МЭА впервые представило прогнозы на 2026 г., ожидая что спрос вырастет на 690 тыс. барр. в сутки, до 104,2 млн барр. в сутки. Резкое снижение прогноза агентство объясняет нестабильной макроэкономической средой и эскалацией торговой напряженности из-за объявленных США дополнительных торговых пошлин. Ранее свой ежемесячный доклад представило Управление энергетической информации Минэнерго США (EIA): по прогнозу которого, в 2025 г. глобальный спрос на нефть вырастет на 0,9 млн барр. в сутки, до 103,64 млн барр. в сутки, в 2026 г. – на 1,04 млн барр. в сутки, до 104,68 млн барр. в сутки, прогноз по росту спроса в 2025 г. понижен на 370 тыс. барр. в сутки, на 2026 г. – на 130 тыс. барр. в сутки. ●

На **40** %, до **6,49** млрд руб.,



выросла чистая прибыль компании Газпром энергосбыт в 2024 году

Более **4,5** млрд м<sup>3</sup> газа поставлено в Европу по 2-й нитке Турецкого потока с начала 2025 г.



До **130** МВт увеличила мощность Угличская ГЭС благодаря модернизации



В **85** млрд руб. оценивается экологический ущерб от крушения танкеров в Черном море



**10,2** млн т составила отгрузка СПГ с проекта Сахалин-2



**12,2** ГВт достигла солнечная генерация в Великобритании



До **70** % выросла доля коммерческих заказов в портфеле Росгеологии в 2024 г.



**665** тыс. тонн составил объем вывоза угля на экспорт в восточном направлении из Хакасии по итогам 1-го квартала, что на **1,8%** меньше аналогичного периода 2024 г.



**100,3** млрд руб. получили по демпферу нефтяные компании в марте 2025 года



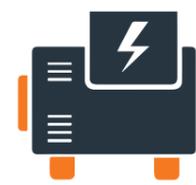
На **411** тыс. барр. в сутки повысили квоты на добычу страны ОПЕК+ в мае 2025 г.



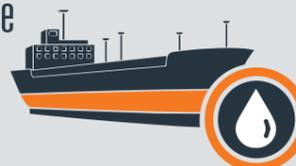
На **9,8** % снизились нефтегазовые доходы федерального бюджета РФ в 1-м квартале 2025 г.



**50** резервных дизель-генераторов будет закуплено для электроснабжения Приморья в 2025 г.



**51,414** млн т нефти импортировала КНР в марте



На **1,1** % НОВАТЭК увеличил добычу природного газа в 1-м квартале 2025 г.



На **5,5** % Азербайджан сократил добычу нефти и газового конденсата с начала 2025 года



На **150** тыс. барр. / сутки ОПЕК понизила прогноз роста спроса на нефть в 2025 г.



**3-е** место в мире заняла Индия по выработке ветровой и солнечной энергии



На **18** % Южная Корея увеличила импорт СПГ в марте 2025 г.



На **6** % снизил импорт угля Китай в марте 2025 г. из-за падения внутренних цен



**6,4** трлн руб. составили нефтегазовые доходы РФ в 1-м квартале 2025 г.



# ОСОБЕННОСТИ СИНТЕЗА ГЕТЕРОГЕННЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ для пиролиза углеводородного сырья

**Жагфаров Фирдавес Гаптелфартович**

заведующий кафедрой газохимии,  
профессор,  
д.т.н.

**Бельков Тимофей Михайлович**

лаборант кафедры газохимии

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

В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ВСЕ БОЛЬШУЮ РОЛЬ В НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ИГРАЮТ НИЗШИЕ ОЛЕФИНЫ. СРЕДИ РАЗРАБОТАННЫХ СПОСОБОВ МОДЕРНИЗАЦИИ ПИРОЛИЗА НАИБОЛЬШИЙ ИНТЕРЕС ВЫЗЫВАЕТ ПИРОЛИЗ В ПРИСУТСТВИИ КАТАЛИЗАТОРОВ, СНИЖАЮЩИХ ЭНЕРГИЮ АКТИВАЦИИ РЕАКЦИЙ ПИРОЛИЗА, А ТАКЖЕ КОКСООБРАЗОВАНИЕ, ПОВЫШАЮЩИЕ ВЫХОД ЭТИЛЕНА И СУММЫ НЕНАСЫЩЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ C2–C4. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ СИНТЕЗА ГЕТЕРОГЕННЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ, ИХ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

*IN RECENT YEARS, LOWER OLEFINS HAVE BEEN PLAYING AN INCREASINGLY IMPORTANT ROLE IN THE PETROCHEMICAL INDUSTRY. AMONG THE DEVELOPED METHODS OF STEAM CRACKING MODERNIZATION, STEAM CRACKING IN THE PRESENCE OF CATALYSTS THAT REDUCE THE ACTIVATION ENERGY OF STEAM CRACKING REACTIONS, AS WELL AS COKE FORMATION, WHICH INCREASES THE YIELD OF ETHYLENE AND THE NUMBER OF UNSATURATED HYDROCARBONS C2-C4, IS OF THE GREATEST INTEREST. THE ARTICLE DISCUSSES THE MAIN METHODS OF SYNTHESIS OF HETEROGENEOUS CATALYSTS, THEIR ADVANTAGES AND DISADVANTAGES*

Ключевые слова: пиролиз, каталитический пиролиз, синтез катализаторов, методы получения катализаторов.

В современных нефтегазохимических производствах ведущую роль играют низшие олефиновые углеводороды – этилен и пропилен, выступая в качестве сырья процессов полимеризации, а также производства разнообразного ряда нефтехимических продуктов.

На сегодняшний день основным процессом производства легких олефинов остается процесс термического пиролиза углеводородного сырья в трубчатых печах при повышенной температуре.

Термический пиролиз углеводородного сырья сопряжен с повышенным энергопотреблением, а также с процессами интенсивного коксообразования на поверхности труб реакционных змеевиков.

Перечисленные недостатки процесса пиролиза ведут к необходимости разработки и исследований различных способов его модернизации и модификации, наибольший интерес из которых представляет пиролиз в присутствии гетерогенных катализаторов [1].

Катализатор в процессе пиролиза снижает энергии активации радикальных реакций, что позволяет вести процесс в более мягких условиях, а также повысить выход легких олефинов и снизить выход кокса [2].

Катализатор пиролиза должен обладать высокой активностью, механической и термической стабильностью. Помимо качественного и количественного состава, важную роль в активности гетерогенного катализатора пиролиза играет метод его синтеза.

Целью данной работы является изучение особенностей синтеза гетерогенных катализаторов для процесса пиролиза.

В общем случае приготовление катализатора заключается в распределении активного компонента по поверхности носителя, осуществляемого тремя различными способами: пропиткой, смешением и упариванием.

Стоит отметить, что для катализаторов высокотемпературной деструкции углеводородов требуется сравнительно невысокая удельная поверхность (порядка 10–20 м<sup>2</sup>/г), а также

## ФАКТЫ

6 часов

составляет оптимальное время пропитки для гранул оксида алюминия сферической формы с диаметром 2–3 мм

невысокая порозность, обусловленная повышенной коксуемостью в порах, что приводит к снижению активности [3].

## Метод пропитки

Метод пропитки является наиболее простым способом синтеза катализаторов пиролиза, позволяя при этом достичь равномерного распределения активных центров по поверхности носителя [4] (рисунок 1).

Для приготовления катализатора заранее рассчитанное количество формы активного компонента растворяют в количестве воды, соответствующей максимальной сорбционной емкости носителя. Затем полученный раствор прибавляют к носителю и ведут пропитку в течение времени,

РИСУНОК 1. Катализатор на основе соединений железа и ванадия, нанесенный на α-оксид алюминия методом пропитки



зависящего от фракционного состава гранул. В зависимости от времени пропитки достигается различная глубина проникновения активного компонента в объем носителя. Так, для гранул оксида алюминия сферической формы с диаметром 2–3 мм оптимальное время пропитки составляет 6 часов. При неполной пропитке носителя раствором активного компонента в процессе пиролиза коксообразование преимущественно протекает внутри непропитанной области гранул катализатора, что приводит к потере его активности.

Важным этапом приготовления катализаторов методом пропитки является процесс сушки, предотвращающий разрыв гранул при резком нагреве и испарении влаги, адсорбированной на поверхности и в порах носителя. Процесс сушки, как правило, ведут под вакуумом в течение продолжительного времени для наиболее полного удаления влаги из будущего катализатора.

После сушки катализатор подвергают прокаливанию в печи при температуре порядка 1000 °С, при этом оксид алюминия, содержащийся в большинстве носителей для каталитического пиролиза, переходит в α-форму. Кроме того, при данной температуре происходит разложение исходных солей (нитратов, ацетатов и др.) до металлов или их оксидов, являющихся активными компонентами катализаторов пиролиза. Процесс ведут с постепенным нагревом (3–4 °С/мин для исключения термического разрыва гранул) до заданной температуры, при достижении которой проводят выдержку в течение 1–2 часов для наиболее полного аллотропного перехода оксида алюминия [5].

Конечные механические свойства полученного катализатора напрямую зависят от свойств носителя [6].

К недостаткам метода пропитки можно отнести:

- длительность всех технологических операций;
- неполнота распределения активного компонента, закоксовывание центров гранул;
- невозможность нанесения компонентов, нерастворимых в пропиточной жидкости.

### Метод смешения

Данный метод основан на смешении компонентов носителя, катализатора, промоторов и добавок в единую массу с последующей экструзией [7]. В результате можно получать гранулы различных форм и размеров (рисунки 2).

Для приготовления катализатора данным методом все его компоненты смешивают в определенных пропорциях. При необходимости на данном этапе в смесь также вводят уголь или раствор карбоксиметилцеллюлозы, которые, сгорая в процессе прокаливания, образуют поровую структуру катализатора. Для повышения прочностных свойств будущего катализатора необходимо его армирование фиброматериалом, представляющим из себя волокна огнеупорных неорганических материалов (асбест, каолин, базальт и др.).

РИСУНОК 2. Катализатор на основе оксидов циркония и магния, приготовленный методом смешения



### ФАКТЫ

1000 °C

температура, при которой происходит разложение исходных солей до металлов или их оксидов, являющихся активными компонентами катализаторов пиролиза

0,18 % масс.

выход кокса на катализаторе, приготовленном методом пропитки, выше по сравнению с катализатором, приготовленным методом смешения

К полученной смеси прибавляют воду, выступающую в роли связующего агента, и тщательно вымешивают до однородной пластичной массы.

Процесс экструзии заключается в продавливании полученной массы через насадку, определяющую форму получаемых гранул [8].

Сушка и прокаливание катализатора принципиально не отличаются от приготовления методом пропитки.

Метод смешения позволяет достичь равномерного распределения активного компонента по всей поверхности носителя, а также варьировать пористость, размеры и форму гранул, использовать нерастворимые в воде соли активной массы катализатора [9].

К недостаткам метода смешения можно отнести:

- сложность технологических операций;
- неоднородность фракционного состава катализаторов;
- низкие прочностные свойства катализаторов [10].

### Метод упаривания

Метод упаривания предполагает осаждение активного компонента на поверхности носителя путем упаривания маточного раствора до полного испарения жидкости.

Маточный раствор может представлять из себя как истинный раствор, так и суспензию активных компонентов, промоторов и добавок, входящих в состав будущего катализатора.

Непосредственно упаривание ведут при постоянном перемешивании, чтобы обеспечить наиболее равномерное распределение компонентов по поверхности носителя.

Поскольку при упаривании удаляется практически вся влага, стадию сушки можно исключить из приготовления.

Процесс прокаливания ведут аналогично двум вышеприведенным методам.

К недостаткам метода упаривания можно отнести сложность технологических операций, трудновоспроизводимость.

В лабораторном синтезе катализаторов пиролиза углеводородного сырья в том или ином виде находят применение все перечисленные способы, поскольку каждый из них имеет свои недостатки и область применения.

При исследовании каталитического пиролиза этана с чистотой 99,95 % наилучшие результаты показывает катализатор на основе соединений железа, в качестве носителя для которого применялась α-форма оксида алюминия (Fe, NaF/α-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), приготовленный методом смешения. Для данного катализатора в кварцевом реакторе при температуре 800 °С и времени контакта 0,25 с выход этилена составил 52,5 % масс., выход суммы ненасыщенных углеводородов C<sub>2</sub>–C<sub>4</sub> – 58,3 % масс., выход кокса – 0,12 % масс. на пропущенное сырье. Полученные выходы легких олефинов превышают на 0,5 % масс. эти же показатели для катализатора того же состава, но приготовленного методом пропитки. Кроме того, выход кокса на катализаторе, приготовленном методом пропитки, выше на 0,18 % масс. по сравнению с катализатором, приготовленным методом смешения, что, вероятно, связано с неполной пропиткой всей его поверхности и пор. ●

### Литература

1. Пугнин И.О. и др. Состояние каталитического пиролиза в Российской Федерации // Нефтегазохимия. – 2020. – № 1. – С. 46–49.
2. Николаева О.В. Современные процессы пиролиза углеводородного сырья // Вестник магистратуры. – 2020. – № 5–3 (104). – С. 134–135.
3. Хафизов И.Ф., Мусин Р.Р. Современные тенденции развития процесса пиролиза // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – Т. 18. – № 2. – С. 231–234.
4. Филофеев С.В. Каталитический пиролиз легких алканов в присутствии соединений металлов VI и VIII групп: специальность 02.00.04 «Физическая химия»: диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук / Филофеев С.В. – Нижний Новгород, 2016. – 109 с.
5. Цыганова Е.И. и др. Каталитический пиролиз легких алканов в присутствии соединений металлов шестой группы // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Химия. – 2016. – Т. 8. – № 3. – С. 19–27.
6. Жагфаров Ф.Г. Кинетические модели пиролиза с ингибированием коксообразования / Ф.Г. Жагфаров, П.С. Столярова, А.Б. Карпов // Научный журнал Российского газового общества. – 2024. – № 4 (46). – С. 36–43.
7. Жагфаров Ф.Г. Разработка носителей и катализаторов пиролиза углеводородного сырья и изучение кинетических характеристик / Ф.Г. Жагфаров, М.М. Буранбаева, П.С. Столярова // Neft va gaz sanoatining dolzarb muammolari va istiqbollari. 15–16 октября 2024 года, 2024. – С. 127–132.
8. Буранбаева М.М. Носители для катализаторов пиролиза и их влияние на выход наших олефинов / М.М. Буранбаева, Ф.Г. Жагфаров // Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России: Тезисы докладов VIII Региональной научно-технической конференции, посвященной 100-летию профессора Ю.П. Желтова, Москва, 07–11 октября 2024 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2024. – С. 305–306.
9. Андреев В.С. О закономерностях механизма каталитического пиролиза углеводородного сырья / В.С. Андреев, Ф.Г. Жагфаров // Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России: Тезисы докладов VIII Региональной научно-технической конференции, посвященной 100-летию профессора Ю.П. Желтова, Москва, 07–11 октября 2024 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2024. – С. 235–236.
10. Буранбаева М.М. Носители для катализаторов пиролиза углеводородного сырья и их влияние на показатели процесса / Ф.Г. Жагфаров, М.М. Буранбаева // Neftgaz.RU. – 2025. – № 3 – С. 108–113.

KEYWORDS: steam cracking, catalytic steam cracking, synthesis of catalysts, methods of obtaining catalysts.



## КОНТЕЙНЕРЫ ССС2М3

для работы с катализаторами

- OLIM (инертные керамические материалы)
- RASCHOL (кислотоупорные насадки)
- MAXOL (катализаторы Клауса)
- OLMAX (защитные материалы)
- CHLOROL (адсорбенты хлора)
- OLSORBS (широкий спектр адсорбентов)
- FLOCOL (флокулянты нового поколения)

# ВЛИЯНИЕ СВЧ-ВОЗДЕЙСТВИЯ РАЗЛИЧНОЙ ЧАСТОТЫ

## на скорость протекания процесса полимеризации смесей мономеров

**Замрий  
Анатолий Владимирович**

генеральный директор  
Межотраслевого экспертно-  
аналитического центра

**Егоров  
Сергей Васильевич**

старший научный сотрудник  
ИПФ РАН,  
к.ф.-м.н.

**Крапивницкая  
Татьяна Олеговна**

научный сотрудник  
ИПФ РАН,  
к.т.н.

**Папушкина  
Анастасия Алексеевна**

старший аналитик  
Межотраслевого экспертно-  
аналитического центра

**Ким  
Ванесса Руслановна**

аналитик  
Межотраслевого экспертно-  
аналитического центра

**Ананичев  
Андрей Алексеевич**

младший научный сотрудник  
ИПФ РАН

**Ананичева  
Светлана Андреевна**

младший научный сотрудник  
ИПФ РАН

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ СВЕРХВЫСОКОЧАСТОТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ С РАЗНОЙ ИНТЕНСИВНОСТЬЮ И ДЛИТЕЛЬНОСТЬЮ НА ПРОЦЕСС ПОЛИМЕРИЗАЦИИ МОНОМЕРОВ. БЫЛА ИССЛЕДОВАНА СКОРОСТЬ ПРОТЕКАНИЯ ПРОЦЕССА ПОЛИМЕРИЗАЦИИ ПРИ ВАРИАТИВНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ СВЧ-ИЗЛУЧЕНИЯ И РАЗЛИЧНЫХ ВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОКАЗЫВАЮТ, ЧТО МИКРОВОЛНОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ОКАЗЫВАЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ВЛИЯНИЕ НА СКОРОСТЬ И КАЧЕСТВО ПОЛИМЕРИЗАЦИИ МОНОМЕРОВ. ОПРЕДЕЛЕНА ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СВЧ-ОБЛУЧЕНИЯ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ НАИБОЛЬШЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ. ЭТИ РЕЗУЛЬТАТЫ МОГУТ БЫТЬ ПОЛЕЗНЫ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НОВЫХ МЕТОДОВ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ И УЛУЧШЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОЦЕССОВ, ЧТО В ДАЛЬНЕЙШЕМ ПОЗВОЛИТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ЭТОТ ПРОЦЕСС ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПОЛИМЕРОВ С ТРЕБУЕМЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ОБОЛОЧКИ УМНЫХ МИКРОКОНТЕЙНЕРОВ

*THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF A STUDY OF MICROWAVE RADIATION WITH DIFFERENT INTENSITY AND DURATION EFFECT ON THE POLYMERIZATION OF MONOMERS. THE POLYMERIZATION RATE WAS STUDIED UNDER VARIABLE MICROWAVE EXPOSURE AND DIFFERENT TIME CONDITIONS. THE RESULTS SHOW THAT MICROWAVE EXPOSURE HAS A SIGNIFICANT EFFECT ON THE RATE AND QUALITY OF POLYMERIZATION OF MONOMERS. OPTIMAL PARAMETERS OF MICROWAVE IRRADIATION FOR ACHIEVING THE HIGHEST POLYMERIZATION EFFICIENCY WERE DETERMINED. THESE RESULTS CAN BE USEFUL FOR DEVELOPING NEW POLYMERIZATION METHODS AND IMPROVING EXISTING PROCESSES, WHICH WILL FURTHER ALLOW THIS PROCESS TO BE USED TO OBTAIN POLYMERS WITH THE REQUIRED CHARACTERISTICS FOR CREATING A SHELL FOR SMART MICROCONTAINERS*

Ключевые слова: СВЧ-излучение, полимеризация, скорость реакции, гиротроны, микроволновый синтез.

УДК 66.095.26

ТАБЛИЦА 1. Составы используемых смесей

№	Смесь	Код смеси
1	(50 масс. % ИА + 50 масс. % Ст) + 1 масс. % AIBN + 0,5 масс. % ПЭТА	СМ-1
2	(50 масс. % ИА + 50 масс. % ММА) + 1 масс. % AIBN + 0,5 масс. % ПЭТА	СМ-2
3	(25 масс. % БА + 75 масс. % ММА) + 1 масс. % AIBN + 0,5 масс. % ПЭТА	СМ-3
4	(50 масс. % БА + 50 масс. % Ст) + 1 масс. % AIBN + 0,5 масс. % ПЭТА	СМ-4
5	(50 масс. % Ст + 50 масс. % ММА) + 1 масс. % AIBN + 0,5 масс. % ПЭТА	СМ-5

Ускорение процессов полимеризации является одним из актуальных вопросов для современной промышленности. Во многих литературных источниках описываются процессы полимеризации под воздействием различных физических факторов [1, 2, 3, 4], в том числе и сверхвысокочастотного излучения [5, 6, 7, 8]. Данные исследования являются продолжением работ по изучению воздействия физических факторов на полимеризацию акриловых мономеров в рамках проекта «Умные микроконтейнеры», в которых ранее уже рассматривалось влияние воздействия магнитной индукции [9]. В текущей статье будет рассмотрен следующий фактор – сверхвысокочастотное излучение.

Научные исследования в области микроволнового излучения за последние десять лет позволили с большой уверенностью говорить о внедрении данной технологии во многие отрасли промышленности, науки, медицины и техники. Одним из самых перспективных направлений стало применение данного метода в процессах полимеризации, что обусловлено целым рядом факторов. Так, исходя из современных исследований в области микроволнового воздействия на получение полимеров, можно определить основные преимущества данной технологии: значительное уменьшение времени реакции; повышение чистоты получаемого полимера, а также его выхода и молекулярной массы; возможность получения продукта с заданными свойствами за счет регулирования параметров процесса.

Очевидно, что использование микроволнового излучения в промышленных процессах имеет ряд преимуществ, но также оно имеет и ряд ограничений.

Одним из недостатков является невозможность применения данного метода для проведения реакций в больших периодических реакторах. Распределение микроволнового поля в среде сильно зависит от ее диэлектрических свойств и частоты излучения. Во многих полярных жидкостях диэлектрический нагрев может ограничиться слоем в несколько сантиметров у границы раздела фаз. В результате распространение тепла происходит в основном за счет конвекции, а не за счет прямого диэлектрического нагрева [10].

Тем не менее промышленное использование микроволнового излучения в качестве альтернативы тепловому нагреву в процессе полимеризации в последнее время вызвало интерес благодаря быстрой реакции. Имеются сообщения, демонстрирующие явное увеличение скорости реакции при микроволновом излучении по сравнению с тепловым методом при аналогичных условиях реакции, что указывает на специфический эффект, отличный от диэлектрического нагрева.

Микроволновый режим нагрева предлагает хорошую альтернативу обычному нагреву, потребляя меньше времени и энергии, что снижает стоимость и экологический эффект химии и переработки полимеров. Недавно было установлено, что использование микроволнового излучения в исследованиях полимеров является надежным методом ускорения химических реакций [11].

Данный способ нагрева основан на возбуждении вращательного движения молекулярных диполей в переменном электромагнитном поле. Он считается высокоэффективным способом повышения температуры полимерных материалов

благодаря глубокой проникающей способности [12]. Эффективность нагрева в значительной степени зависит от диэлектрических свойств материала.

Органический синтез с помощью микроволнового излучения, о котором впервые сообщалось в конце 1980-х годов, основан на применении микроволнового излучения в качестве источника энергии для реакций, включающего электромагнитное излучение с частотой от 0,3 до 300 ГГц [13]. Подобный синтез стал привлекательным синтетическим инструментом благодаря более короткому времени протекания реакции, более высоким выходам и ограниченному образованию побочных продуктов [14].

Исходя из этого, целью данного исследования является изучение влияния СВЧ-излучения различной частоты на скорость протекания процесса полимеризации различных смесей мономеров. Мономеры были выбраны на основании анализа научных публикаций в сфере микроволновой полимеризации. Были исследованы процессы при частотах 2.45 ГГц, 24 ГГц и 263 ГГц.

### Материалы

Согласно литературным данным, для работы были подобраны компоненты состава смесей (табл. 1). Для приготовления использовали следующие компоненты: метилметакрилат (ММА), бутилакрилат (БА), изоборнилакрилат (ИА), стирол (Ст). В качестве инициатора выступал азобисизобутиронитрил (AIBN), а в качестве агента сшивки – пентаэритрит триакрилат (ПЭТА).

Важным параметром при обработке мономеров микроволновым излучением является полярность. Растворимость мономера в воде

ТАБЛИЦА 2. Физические свойства используемых мономеров

	T <sub>Кипения</sub> , °C	T <sub>Воспламенения</sub> , °C	T <sub>Вспышки</sub> , °C	Растворимость в воде, г/100 г (20 °C)
ММА	101	460	10	1,59
ИА	120	207	–	0,198
БА	147	280	36	0,2
Ст	145	490	31	0,125

может быть мерой полярности гомополимера: при ее увеличении возрастает полярность образующегося полимера [15].

При изучении влияния СВЧ на полимеризацию установлено, что при длительной обработке микроволновым излучением в случае с метилметакрилатом в присутствии азобисизобутиронитрила эффективной полимеризации не наблюдается [16].

**ММА обладает самой высокой полярностью по сравнению с другими компонентами смеси, что может приводить к бурному процессу при воздействии СВЧ-излучения**

Данный факт объясняется его физико-химическими свойствами, такими как низкая температура кипения (101 °C) и высокая летучесть (192 мг/л при 20 °C), в связи с этим происходит интенсивное испарение смесей, содержащих ММА.

ММА обладает самой высокой полярностью по сравнению с другими компонентами смеси, что может приводить к бурному процессу при воздействии СВЧ-излучения. Даже при очень коротком времени воздействия на смесь она теряет объем, что может быть связано с более равномерным нагревом системы за счет более длительного времени выхода на заданную температуру.

В работе [17] рассматривалась радикальная гомополимеризация стирола и н-бутилакрилата в массе при 80 °C в присутствии агентов обратимой передачи цепи [18] (дибензилтретиокарбоната, полистиролтретиокарбоната и поли(н-бутилакрилат) третиокарбоната). Обнаружено, что в случае стирола скорость полимеризации слабо зависит от концентрации агента обратимой

передачи цепи, однако в случае бутилакрилата она существенно понижается при увеличении концентрации соответствующего агента.

Реакция полимеризации стирола имеет определенное время индукции, после которого начинается инициирование процесса. В работе [19] была изучена и проведена свободно радикальная микроволновая полимеризация

стирола с введением инициатора, нитроксида–(2,2,6,6-тетраметилпиперидин-1-ил) оксида. Установлено, что под действием микроволнового излучения процесс полимеризации в массе проходит более интенсивно, чем при простом нагревании, и есть зависимость между мощностью микроволнового излучения и скоростью полимеризации, время индукции при этом также сокращается.

**Под действием микроволнового излучения процесс полимеризации в массе проходит более интенсивно, чем при простом нагревании. Кроме того, наблюдается зависимость между мощностью микроволнового излучения и скоростью полимеризации, время индукции при этом также сокращается**

Полимеризация стирола под действием микроволнового излучения изучалась также с инициаторами – азобисизобутиронитрилом и бензоилопероксидом [20]. Существенной разницы при

добавлении каждого их них, по показателям продукта полимеризации, не наблюдалось, в отличие от опытов без добавления инициаторов, полимеризация в которых была не эффективна. Конверсия полистирола при обработке микроволнами 687 Вт в течение 20 минут без инициаторов была на уровне 80 %, однако образовывался низкомолекулярный полимер. При этом обработка стирола, при тех же значениях времени и мощности микроволнового излучения, с добавлением азобисизобутиронитрила 0,05 % масс. привела к конверсии, равной 90 %, с образованием полимера с более высокой молекулярной массой и характеризующегося очень высокой степенью дисперсности.

Для изучения факторов, влияющих на период индукции и скорость полимеризации, в качестве мономера был изучен н-бутилакрилат [21]. Индукционный период такой реакции оказался весьма малым даже в отсутствие инициатора. Повышение температуры, выходной мощности и концентрации ПАВ (додецилсульфат натрия), уменьшение концентрации

мономера приводит к дальнейшему уменьшению индукционного периода и увеличению скорости полимеризации. В оптимизированных условиях реакции конверсия н-бутилакрилата достигает 92 % за 11 мин.

При этом в отсутствие ПАВ полимеризация бутилакрилата была чрезвычайно медленной.

Так как в целом текущие эксперименты носят ознакомительный характер, подбор временного интервала воздействия варьировался в диапазоне 20–1000 с в зависимости от демонстрируемого (индивидуального) отклика различных составов.

Поведение смесей зависело от физико-химических характеристик их компонентов (таблица 2).

### Оборудование

Работа на выбранных частотах сопровождалась использованием отдельного стенда. Для генерации частоты 263 ГГц и 24 ГГц излучения использовались установки гиротронные стенды [DOI: 10.1063/1.4921322, DOI: 10.1109/TPS.2004.823904]. Технические особенности компонентов остальных подсистем определяются назначением конкретного комплекса.

Гиротронные комплексы представляют собой совокупность следующих взаимосвязанных устройств и подсистем:

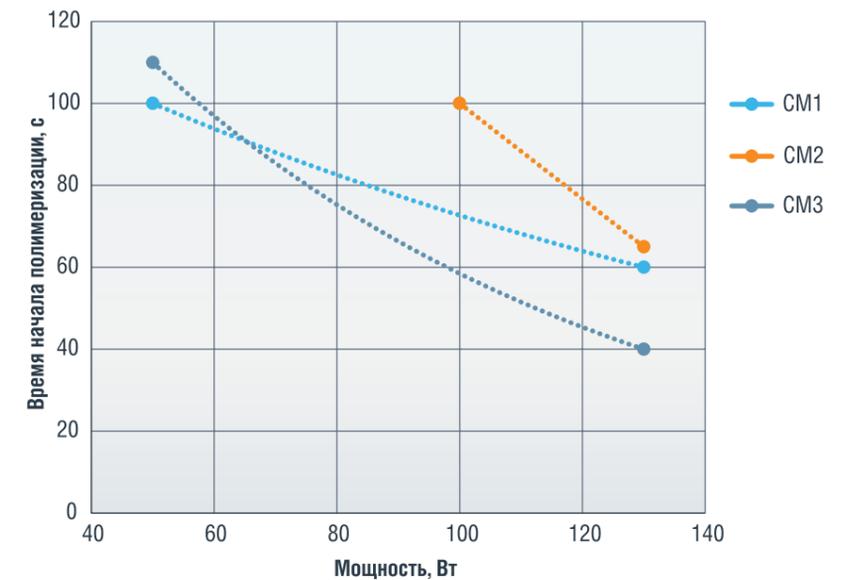
- 1) источник СВЧ-излучения, основными компонентами которого являются гиротрон и его магнитная система;
- 2) система электропитания комплекса;
- 3) система охлаждения компонентов комплекса;
- 4) линия преобразования и транспортировки излучения;
- 5) рабочая камера;
- 6) автоматизированная система управления и защиты.

В рамках работы с применением излучения с частотой 2,45 ГГц использовался микроволновый стенд резонаторного типа с периодическим режимом работы, мощностью до 1 кВт.

В конструкции установки предусмотрены следующие основные элементы:

- 1) СВЧ-источник – магнетрон;
- 2) высоковольтный источник питания;
- 3) СВЧ-резонатор, внутрь которого помещается обрабатываемый материал;

РИСУНОК 1. График зависимости времени начала процесса полимеризации от мощности СВЧ-излучения



4) система транспортировки СВЧ-излучения от источника в резонатор, система контроля параметров реакции.

Переменными параметрами являлись показатели мощности и времени, которые выбирались на основании литературных данных в зависимости от частоты.

Исследования проводились в борсиликатных виалах, поэтому важно дополнительно учитывать погрешность, связанную с поглощением части излучения материалом.

### Излучение 263 ГГц

Согласно литературным данным, рекомендуемое значение мощности СВЧ в процессах полимеризации варьируется в диапазоне 90–110 Вт [22]. Для того чтобы получить более четкое представление о реагировании исследуемых смесей, данный диапазон расширили до 50–130 Вт. В рамках текущего исследования по изучению влияния СВЧ-излучения на скорость полимеризации мономеров проводили ряд экспериментов при постоянной частоте 263 ГГц, температуре окружающего воздуха 23 °C.

Конечный продукт обработки проб был представлен в виде равномерно загустевшего продукта либо во вспененном состоянии. Его масса была меньше в связи с испарением или выкипанием

компонентов состава. Необходимо учитывать, что полученные полимеры, вероятно, имеют низкую молекулярную массу.

Смеси, содержащие ММА (СМ-2 и СМ-3), при обработке СВЧ-излучением высокой мощности (100–130 Вт) подвержены активному кипению и испарению, процесс увеличения вязкости проходит неравномерно в связи с самой низкой температурой кипения ММА (табл. 1) из всех исследуемых мономеров, поэтому он испаряется в процессе воздействия СВЧ-излучения.

Повышение вязкости и загущение смесей проходит равномернее при более низких мощностях (70–50 Вт), смеси кипят не так активно. Можно предположить, что смеси не перегреваются и остывают равномерно.

Построены зависимости начала времени реакции полимеризации от мощности проведения процесса для каждого из составов (рисунок 1). Для всех смесей сохраняется схожая зависимость: уменьшение индукционного периода с увеличением мощности СВЧ-излучения. Однако необходимо учитывать, что при высоких мощностях образуются неравномерно застывшие составы – в виде пузырей. По этой причине более низкие мощности предпочтительнее, но время начала процесса при этом увеличивается.

ТАБЛИЦА 3. Оптимальное время воздействия среднечастотного излучения на смеси

Код смеси	Нижний предел оптимума времени полимеризации, с	Верхний предел оптимума времени полимеризации, с
СМ-1	200	300
СМ-2	20	60
СМ-3	150	250
СМ-4	Отсутствие реакции	Отсутствие реакции
СМ-5	Отсутствие реакции	Отсутствие реакции

Предположительно, обработка СВЧ-излучением высокой частоты не приводит к быстрой полимеризации мономера. Это может указывать на то, что при высокочастотном излучении процессы деполимеризации, выкипания преобладают над процессом полимеризации.

### Излучение 24 ГГц

Была произведена обработка составов при средних мощностях 150–300 Вт. Исходя из результатов эксперимента, можно сделать следующие выводы.

Система СМ-1 показывает наилучшие результаты при обработке СВЧ-излучением. Она не теряет объем, не реагирует на незначительные перегревы (более длительное воздействие), в отличие от других систем реагирует одинаково как на короткое, так и на длительное время воздействия.

Обработка системы СМ-2 в течение 50 секунд позволяет уменьшить потерю объема при нагреве, вероятно, благодаря более равномерному нагреву системы. Нижний и верхний пределы оптимума определяются возможностью процесса полимеризации в данных пределах, однако стоит учитывать, что при их достижении возможно нежелательное вспенивание полимера.

Для системы СМ-3 оптимальным временем обработки является промежуток от 150 до 250 секунд, после чего происходит полное выкипание состава.

Системы СМ-4 и СМ-5 не реагируют положительно на воздействие СВЧ-излучения независимо от времени обработки в связи с кипением состава.

Таким образом, в данном исследовании наиболее

эффективным составом оказывается СМ-1, для каждого из составов определены оптимальные промежутки времени при воздействии СВЧ-излучения (таблица 3).

### Излучение 2,45 ГГц

Исследование влияния мощностей проводилось в промежутке от 320 до 800 Вт. Погрешность в измерении температуры составляет ±15 °С, т.к. измерения проводили с помощью пирометра.

Исследование влияния мощностей на составы показало, что оптимальные параметры обработки зависят от конкретного состава. Для составов СМ-2 и СМ-3, которые содержат ММА, лучшие результаты были достигнуты при длительной обработке со средней мощностью в промежутке от 320 до 800 Вт. Это позволило добиться равномерного застывания и сохранения большей части объема. Однако для состава СМ-5 с добавлением стирола оптимальные параметры оказались сложнее

подобрать, поскольку требовалась длительная обработка, и системы перегревались, приводя к потере объема и изменению цвета. Присутствие стирола также ослабляло микроволновый эффект из-за его низкой полярности. При мощности выше 640 Вт все составы перегревались и показывали неудовлетворительный результат.

Для СМ-1 оптимальными параметрами обработки являются мощность 320 Вт и время воздействия 50 с. Более короткое время не дает положительного отклика, а более длительная обработка вызывает перегрев и изменение цвета состава.

В случае с СМ-2 происходит интенсивное испарение, обусловленное физико-химическими свойствами ММА, но это не сильно влияет на процесс, так как смесь СМ-2 показывает положительный отклик даже при минимальном времени обработки. Оптимальными параметрами для этого состава являются мощность 320 Вт и время 40 с, что позволяет

сохранить большую часть объема и обеспечивает равномерную полимеризацию.

СМ-3 обладает также характерными свойствами, обусловленными наличием ММА в составе, поэтому при нагревании смеси в микроволновой печи с мощностью 480 Вт и временем 40 с происходит интенсивное кипение. Эти параметры являются оптимальными для данного состава. За указанное время происходит полимеризация и смесь полностью застывает. Однако следует отметить, что процесс полимеризации происходит равномерно и быстро (< 100 с) при мощностях от 320 до 640 Вт, но даже при коротком времени воздействия происходит потеря объема, которая связана с физико-химическими свойствами компонентов смеси.

СМ-4 демонстрирует меньший положительный отклик на микроволновое излучение. Для этой системы оптимальными условиями, в рамках данного исследования, являются мощность 320 Вт и время обработки 270 с. При попытке сократить время воздействия путем увеличения мощности мономер запекается на стенках емкости, что приводит к расслаиванию и изменению цвета смеси.

СМ-5 также в ходе проведения опытов продемонстрировал меньший положительный отклик на воздействие микроволнового излучения. Иницирование реакции затруднено из-за особенностей свойств компонентов смеси. Система сложно поддается контролю из-за высокой летучести ММА, а при сокращении времени воздействия не удается достичь иницирования процесса, из-за чего смесь остается в жидком состоянии.

При данной частоте лучшие результаты были получены для СМ-1 и СМ-2, т.к. удалось добиться равномерного застывания, сохранения большей части объема относительно других систем. Обнаружено, что смеси, в составе которых присутствует ММА, заметно быстрее откликаются на обработку, однако тенденция не сохраняется для состава СМ-5.

Замечено, что в присутствии стирола (СМ-1, СМ-4, СМ-5) подбор оптимальных параметров затруднен – требуется длительная обработка, системы перегреваются с потерей

большого объема и изменением цвета. Низкая полярность стирола обуславливает слабую поляризацию молекул мономера при приложении электромагнитного поля. В результате нагрев реакционных смесей для таких мономеров происходит медленнее, а так называемый микроволновый эффект оказывается недостаточно сильным [23]. Кроме того, обнаружено, что высокая мощность (выше 640 Вт) негативно сказывается на составах мономеров – смеси перегреваются.

График на рисунке 2 демонстрирует оптимальные параметры для каждого из составов.

### Вывод

Результаты исследования показывают, что СВЧ-излучение оказывает значительное влияние на полимеризацию мономеров. Таким образом, можно смело говорить о перспективах данного метода и возможности его применения в данной области и существенного изменения их свойств с целью улучшения показателей получаемых продуктов и эффективности процесса. В дальнейшем это может быть использовано для получения соединений с заданными характеристиками, в том числе подходящих для локальной эффективной изоляции, инкапсулирования различных реагентов в полимерную оболочку либо для управляемого раскрытия оболочки – для применения в технологиях УМК. ●

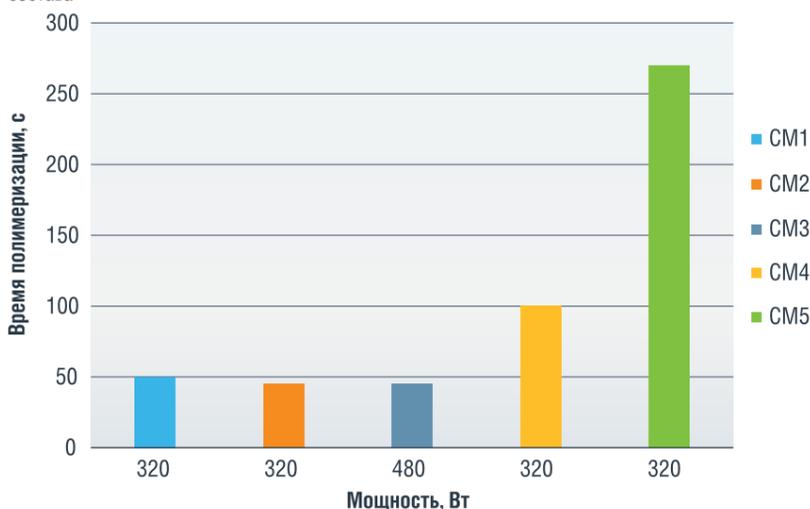
### Литература

- D. T. G. McKenzie, F. Karimi, M. Ashokkumar and G.G. Qiao, *Ultrasound and Sonochemistry for Radical Polymerization: Sound Synthesis, Chemistry – A European Journal*, т. 25, № 21, pp. 5372–5388, 2019.
- М.А. Маргулис, *Звукохимические реакции и сонолюминесценция*, Химия, 1986.
- А. Шибашов и Е.Ю. Сокерина *Влияние низкочастотного ультразвукового воздействия на процесс полимеризации мочевино-формальдегидной смолы. Актуальные вопросы естествознания*, 2009.
- X. Xu, Z. Zhang, X. Ge and M. Zhang, *Effect of dose rate on emulsion and microemulsion polymerization of styrene*, *Journal of Polymer Science Part A: Polymer Chemistry*, т. 36, № 2, pp. 257–262, 1998.
- Kempe K., Becer C. R., Schubert U. S. *Microwave-assisted polymerizations: recent status and future perspectives //Macromolecules.* – 2011. – Т. 44. – № 15. – С. 5825–5842.
- Wiesbrock F., Hoogenboom R., Schubert U. S. *Microwave-assisted polymer synthesis: state-of-the-art and future perspectives // Macromolecular Rapid Communications.* – 2004. – Т. 25. – № 20. – С. 1739–1764.

- Sosnik A., Gotelli G., Abraham G. A. *Microwave-assisted polymer synthesis (MAPS) as a tool in biomaterials science: how new and how powerful // Progress in polymer science.* – 2011. – Т. 36. – № 8. – С. 1050–1078.
- Hoogenboom R., Schubert U. S. *Microwave-assisted polymer synthesis: recent developments in a rapidly expanding field of research // Macromolecular Rapid Communications.* – 2007. – Т. 28. – № 4. – С. 368–386.
- Максимов А.Л., Антонов С.В., Замрий А.В., Алиева Л.А., Чурина А.А., Ахметзянов И.И., Бахмутов А.В., Безруков Н.П. *Магнитная индукция. Воздействие на мономеры акрилового ряда.*, *Деловой журнал Neftegaz.RU*, т. 141, № 9, С. 30–35, 2023.
- Z. Yu and L. Liu, *Microwave-assisted synthesis of poly (ε-caprolactone)-poly (ethylene glycol)-poly (ε-caprolactone) tri-block co-polymers and use as matrices for sustained delivery of ibuprofen taken as model drug*, *Journal of Biomaterials Science*, т. 16, № 8, pp. 957–971.
- Kabir E. *Application of microwave heating in polymer synthesis: A review // Results in Chemistry.* – 2023. – Т. 6. – PP. 101178.
- Q. Hu, Y. He, F. W. J. Wu, Z. Ci, L. Chen, R. Xu, M. Yang, J. Lin, L. Han and D. Zhang, *Microwave technology: a novel approach to the transformation of natural metabolites*, *Chinese Medicine*, 2021.
- H. L. Chia, J. Jacob and F. Y. C. Boey, *The microwave radiation effect on the polymerization of styrene*, *Journal of Polymer Science Part A: Polymer Chemistry.*, т. 34, № 1, pp. 2087–2094, 1996.
- J. Bao and A. Zhang, *Poly (methyl methacrylate) nanoparticles prepared through microwave emulsion polymerization*, *Journal of applied polymer science*, т. 93, № 6, pp. 2815–2820, 2004.
- Е.С. Пикалов и А.С. Торлова *Получение, свойства и применение полиакрилатов.* [В Интернете]. Available: <https://scienceforum.ru/2017/article/2017033887>.
- Gabriel, S. Gabriel, E. H. Grant, E. H. Grant, B. S. J. Halstead and D. M. P. Mingos, *Dielectric parameters relevant to microwave dielectric heating*, *Chemical Society Reviews*, № 3, pp. 213, 1998.
- Черникова Е.В. и др. *Контролируемая радикальная полимеризация стирола и н-бутилакрилата в присутствии триэтиленгликоля // Высокомолекулярные соединения. Серия А.* – 2007. – Т. 49. – № 2. – С. 208–221.
- Черникова Е.В. и др. *Радикальная полимеризация метилметакрилата в присутствии дитиобензоатов в качестве агентов обратной передачи цепи // Высокомолекулярные соединения. Серия А.* – 2008. – Т. 50. – № 4. – С. 565–578.
- J. L. Xiulin, Z. J. Zhu and Z. Cheng, *Radiation Physics and Chemistry*, т. 75, № 2, pp. 253–258, 2006.
- A. Fores, P. B. L. Sadicoffa, M. C. V. Amorim and M. C. S. d. Mattos, *Microwave-assisted free radical bulk-polyaddition reactions in a domestic microwave oven*, *Polymer Testing*, т. 21, № 2, pp. 145–148, 2002.
- H.M. Cheung and K. Gaddam, *Ultrasound-assisted emulsion polymerization of methyl methacrylate and styrene*, *Journal of applied polymer science*, т. 76, № 1, pp. 101–104, 2000.
- L.J. Fang, G. Han and H.Q. Zhang, *Microwave-assisted free radical polymerizations*, *Advances in Polymer Science*, т. 274, pp. 87–129, 2016.
- A.N. Mudrova, A.S. Tishchenkoa, T.A. Ageeva and O. I. Koifmana, *Kinetic Features of Radical Polymerization of Styrene under Microwave Irradiation Conditions*, *Russian Journal of General Chemistry*, т. 86, № 6, pp. 1510–1514, 2016.

**KEYWORDS:** *microwave radiation, polymerization, reaction rate, gyrotrons, microwave synthesis.*

РИСУНОК 2. График оптимальных параметров обработки СВЧ-излучением для каждого состава



# СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЙ В ТЕПЛООБМЕННОМ ОБОРУДОВАНИИ и увеличение эффективности теплообмена на НПЗ

**Деулин Никита Викторович**

Научно-технический центр  
«Газпром нефть»,  
специалист

**Туреев Никита Романович**

кафедра разработки  
и эксплуатации нефтяных  
и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный  
университет императрицы  
Екатерины II,  
студент

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ СО СНИЖЕНИЕМ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ ИЗ-ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВНУТРЕННИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТРУБ НЕФТЕПРОДУКТАМИ И ВОДОЙ, ОКИСЛЕНИЯ СТАЛИ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ, А ТАКЖЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АППАРАТОВ В РЕЖИМЕ ПЛЕНОЧНОЙ КОНДЕНСАЦИИ НА ГРЕЮЩЕЙ СТОРОНЕ. ЭТИ ФАКТОРЫ В СОВОКУПНОСТИ ПРИВОДЯТ К СУЩЕСТВЕННОМУ УВЕЛИЧЕНИЮ ЗАТРАТ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, РАСХОДОВ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СИСТЕМ СБОРА КОНДЕНСАТА И ОБСЛУЖИВАНИЕ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ. ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ПОДХОД ПРЕДУСМАТРИВАЕТ ПЕРЕХОД ОТ ПЛЕНОЧНОЙ КОНДЕНСАЦИИ К КАПЕЛЬНОЙ НА ВНЕШНИХ СТЕНКАХ ТРУБ, А ТАКЖЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ И ДРУГИХ РЕШЕНИЙ, ПРЕПЯТСТВУЮЩИХ ОБРАЗОВАНИЮ ОТЛОЖЕНИЙ НА ВНУТРЕННИХ ПОВЕРХНОСТЯХ. РЕАЛИЗАЦИЯ УКАЗАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОБЕСПЕЧИВАЕТ СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ НА ЧИСТКУ ДО 80–90%, СОКРАЩЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОРЕСУРСОВ ДО 50% И УМЕНЬШЕНИЕ ИЗДЕРЖЕК НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СИСТЕМ СБОРА КОНДЕНСАТА ДО 20–25%. ЦЕЛЬ РАБОТЫ – ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ЗАГРЯЗНЕНИЙ И ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ КОНДЕНСАЦИИ

*THIS ARTICLE DISCUSSES THE PROBLEMS ASSOCIATED WITH A DECREASE IN THE EFFICIENCY OF HEAT EXCHANGE EQUIPMENT AT OIL REFINERIES DUE TO CONTAMINATION OF THE INNER SURFACES OF PIPES WITH PETROLEUM PRODUCTS AND WATER, OXIDATION OF STEEL AT HIGH TEMPERATURES, AS WELL AS THE OPERATION OF DEVICES IN THE FILM CONDENSATION MODE ON THE HEATING SIDE. THESE FACTORS TOGETHER LEAD TO A SIGNIFICANT INCREASE IN THE COST OF THERMAL ENERGY, THE OPERATION OF CONDENSATE COLLECTION SYSTEMS AND THE MAINTENANCE OF HEAT EXCHANGERS. THE PROPOSED APPROACH PROVIDES FOR THE TRANSITION FROM FILM CONDENSATION TO DRIP CONDENSATION ON THE OUTER WALLS OF PIPES, AS WELL AS THE USE OF PROTECTIVE COATINGS AND OTHER SOLUTIONS THAT PREVENT THE FORMATION OF DEPOSITS ON THE INNER SURFACES. THE IMPLEMENTATION OF THESE TECHNOLOGIES REDUCES CLEANING COSTS BY UP TO 80–90%, REDUCES HEAT CONSUMPTION BY UP TO 50%, AND REDUCES THE COST OF OPERATING CONDENSATE COLLECTION SYSTEMS BY UP TO 20–25%. THE AIM OF THE WORK IS TO INCREASE THE EFFICIENCY AND RELIABILITY OF HEAT EXCHANGE EQUIPMENT BY INTRODUCING MODERN SOLUTIONS TO PREVENT CONTAMINATION AND OPTIMIZE CONDENSATION PROCESSES*

**Ключевые слова:** теплообмен, гидрофобные покрытия, самовосстанавливающиеся покрытия, графеновые покрытия, обрешение труб, гравитационные фитили, эффективность теплообмена, экономия на энергии, снижение затрат, нефтеперерабатывающий завод, интенсификация теплообмена, эксплуатационные затраты, повышение теплопередачи.

Ни одно нефтеперерабатывающее производство невозможно представить без теплообменного оборудования. Теплообменники присутствуют практически в каждой технологической линии, наряду с другим основным химическим оборудованием, и выполняют ключевую функцию – передачу тепловой энергии между рабочими средами [3]. Они обеспечивают нагрев, охлаждение, конденсацию и испарение веществ, что критически важно для стабильной и эффективной работы всех этапов переработки нефти. Количество теплообменников на нефтеперерабатывающем предприятии прямо пропорционально объему переработки, а их техническое состояние и эффективность оказывают прямое влияние на энергетические и эксплуатационные затраты завода.

Однако в процессе эксплуатации оборудование сталкивается с рядом серьезных проблем,

## ФАКТЫ

### Умно покрытие

– самовосстанавливающееся покрытие, состоящее из гидрофобного полимера, внедренного в пористую наноструктурированную поверхность

существенно снижающих его эффективность. Одной из таких проблем является эрозийная коррозия, возникающая вследствие воздействия высокоскоростного потока нефти, содержащей агрессивные компоненты и механические примеси [1]. Этот процесс разрушает внутренние стенки труб, снижает надежность оборудования и требует частой замены элементов системы (рис. 1).

Не менее актуальна проблема окисления стали под воздействием водяного пара при высоких температурах, приводящего к образованию оксидных слоев на внутренних поверхностях теплообменников. Эти отложения уменьшают теплопроводность металла и затрудняют эффективную передачу тепла, что вынуждает предприятие компенсировать потери путем увеличения расхода пара (рис. 2) [1].

Кроме того, сильное влияние на снижение тепловой эффективности оказывает режим пленочной конденсации водяного пара на греющей поверхности труб. В условиях пленочной конденсации между паром и металлом

РИСУНОК 1. Эрозийная коррозия, возникающая из-за скорости потока и свойств нефти

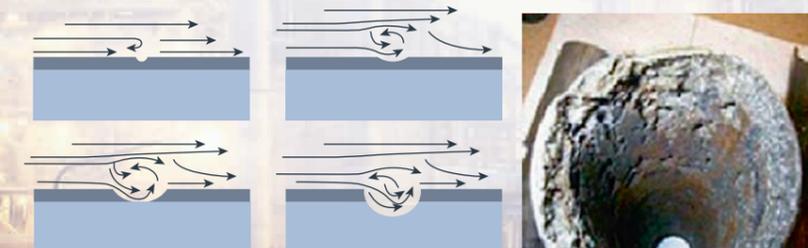
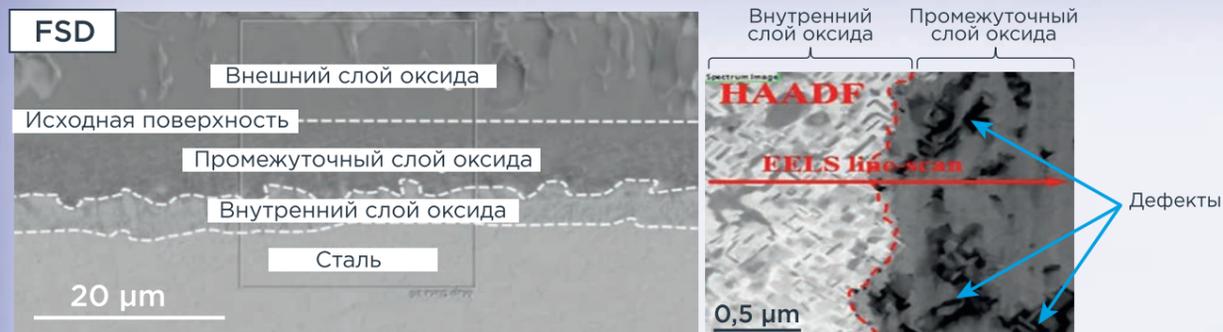


РИСУНОК 2. Окисление стали под воздействием водяного пара при высоких температурах



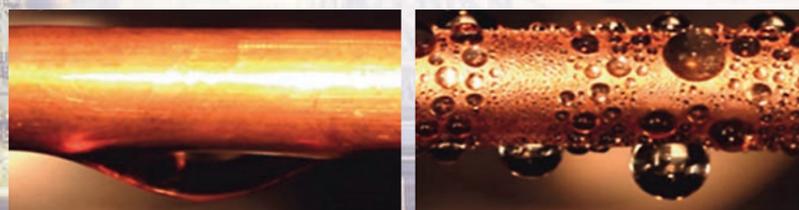
образуется тонкая водяная пленка, обладающая высоким термическим сопротивлением. Это существенно ограничивает скорость теплообмена и увеличивает энергозатраты на поддержание технологических параметров (рис. 3).

Комплексное воздействие указанных факторов приводит к финансовым потерям: возрастают затраты на закупку тепловой энергии, обслуживание оборудования, очистку труб и эксплуатацию систем сбора конденсата [1]. В связи с этим особенно актуальны разработки, направленные на предотвращение загрязнений и разрушений рабочих поверхностей теплообменников, а также на переход с пленочной на капельную конденсацию, которая обеспечивает более эффективную теплопередачу.

Одним из перспективных направлений в повышении эффективности и надежности теплообменного оборудования являются умные покрытия – инновационные материалы, обладающие способностью к самовосстановлению, устойчивостью к агрессивным средам и высокой термической стабильностью.

Умное покрытие – это самовосстанавливающееся покрытие, состоящее из гидрофобного полимера, внедренного в пористую наноструктурированную поверхность (менее 100 нанометров в одном измерении). Обладает исключительной способностью отталкивать различные сложные твердые и жидкие вещества, функционировать в условиях экстремально высокого давления, мгновенно устранять дефекты и обеспечивать оптическую прозрачность. В рамках современных подходов к повышению ресурсоэффективности особое внимание уделяется технологиям самовосстанавливающихся покрытий, которые позволяют не только предотвратить загрязнение и коррозионное разрушение поверхностей, но и устранять возникшие дефекты в процессе

РИСУНОК 3. Пленочная конденсация водяного пара



**ФАКТЫ**

**10<sup>3</sup>**  
ЧАСОВ

– время, в течение которого покрытия на основе графена демонстрируют стабильность, сохраняя при этом умеренный прирост теплообмена

эксплуатации без вмешательства оператора. Среди таких решений наибольший интерес представляют капсульные системы восстановления, бактериальные методы минерализации и адаптивные полимерные материалы.

Капсульный метод основан на внедрении в структуру покрытия микрокапсул, содержащих активные (так называемые «лечебные») агенты, способные вступать в химическую реакцию или заполнять дефекты в материале [11]. При возникновении трещины или микроповреждения капсула разрушается, и ее содержимое высвобождается, заполняя образовавшуюся полость и восстанавливая локальную прочность покрытия. Данный метод обеспечивает быстрый и направленный отклик на повреждение, а сама система может быть разработана с учетом специфики рабочих сред и температурных условий. Одним из главных преимуществ является автономность процесса восстановления, не требующего внешнего воздействия и не нарушающего непрерывность технологического цикла (рис. 4) [11].

Альтернативным направлением является биоминерализация с использованием микроорганизмов, способных естественным образом восстанавливать материал за счет выделения неорганических соединений. Наиболее распространенной моделью в данной категории являются бактерии рода *Sporosarcina*, способные продуцировать кальцит (CaCO<sub>3</sub>) в процессе жизнедеятельности [13]. При появлении микротрещин бактерии активируются и начинают синтезировать минералы, которые заполняют пустоты,

РИСУНОК 4. Капсульный метод

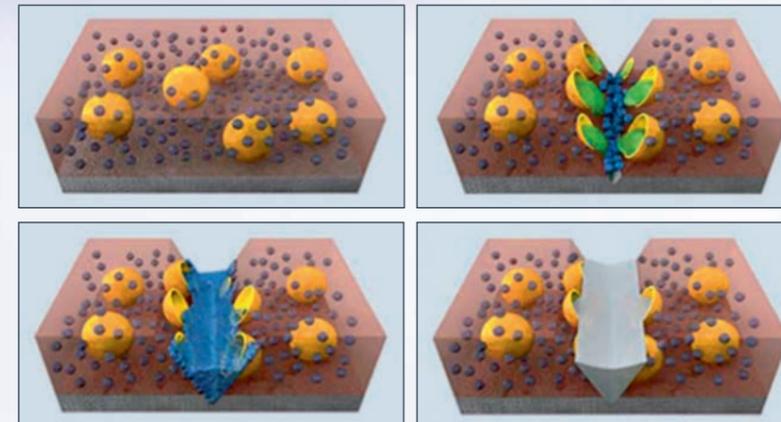


РИСУНОК 5. Полимеры, которые могут изменять свою структуру или объем для восстановления материала

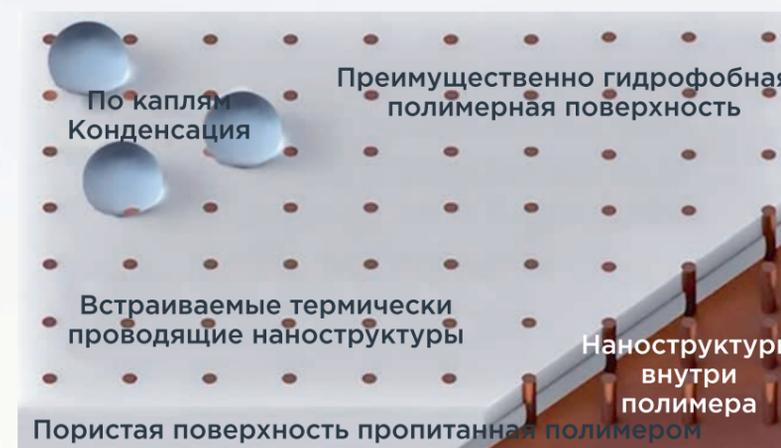
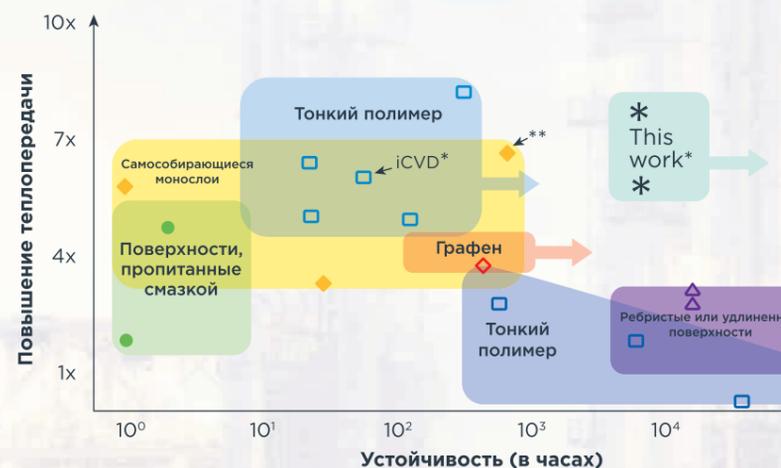


РИСУНОК 6. График зависимости эффективности теплопередачи от долговечности различных типов покрытий



воссоздавая целостность структуры. Такой метод отличает экологичность, длительная активность и высокая степень совместимости с пористыми или капиллярными материалами. Третьим направлением развития самовосстанавливающихся систем являются адаптивные полимеры, обладающие способностью

модифицировать свою структуру, фазовое состояние или объем в ответ на воздействие внешней среды. Под действием температуры, давления или механического напряжения такие материалы способны автоматически реагировать на возникновение дефектов, изменяя свою форму таким образом, чтобы заполнить повреждение или вернуть прежнюю конфигурацию. Ключевым механизмом в таких системах может выступать обратимый переход между аморфной и кристаллической фазами, а также перераспределение внутренних сил в молекулярной решетке. Эти материалы характеризуются высокой скоростью восстановления, устойчивостью к многократным циклам деформации и потенциальной совместимостью с теплообменными поверхностями (рис. 5).

Анализ представленного графика позволяет наглядно оценить соотношение между эффективностью теплопередачи и долговечностью различных типов покрытий, применяемых для повышения производительности теплообменного оборудования. По оси ординат отображено увеличение теплопередачи (в кратном выражении), а по оси абсцисс – устойчивость покрытий во времени, выраженная в часах (рис. 6).

Большинство традиционных решений, например, самоорганизующиеся монослои и поверхности, пропитанные смазкой, демонстрируют лишь умеренное повышение теплообмена – до 2–4 раз, при этом срок их эффективной эксплуатации крайне ограничен и не превышает нескольких сотен часов. Это делает их применение нецелесообразным в условиях длительной непрерывной работы, характерной для нефтеперерабатывающих предприятий.

Более высокие показатели устойчивости демонстрируют тонкопленочные полимерные покрытия, а также покрытия, полученные методом iCVD (инициированной химической паровой осажденной полимеризации) [10]. Они обеспечивают повышение теплопередачи в пределах

3–7 раз и сохраняют работоспособность в течение до  $10^3$ – $10^4$  часов, что делает их более предпочтительными. Однако и в этом случае наблюдается компромисс между уровнем теплопередачи и сроком службы, что ограничивает их эффективность при длительной эксплуатации. Интерес представляет расположение покрытия на основе графена, которое демонстрирует хорошую стабильность во времени (до  $10^3$  часов), но при этом умеренный прирост теплообмена. В то же время ребристые и удлиненные поверхности, несмотря на высокую долговечность (свыше  $10^4$  часов), практически не обеспечивают значимого повышения теплопередачи, оставаясь вблизи базового уровня. Особенно выделяется позиция, обозначенная как «This work», представляющая разработку с применением умного самовосстанавливающегося покрытия. Данная система демонстрирует наибольшее значение повышения теплопередачи (до 10 раз) и одновременно – наивысший уровень устойчивости, превышающий  $10^4$  часов [10]. Это указывает на сбалансированность ключевых эксплуатационных параметров, что делает данное покрытие уникальным среди всех рассмотренных аналогов. Такое сочетание высокой энергоэффективности и долговечности позволяет рассматривать технологию как одно из наиболее перспективных решений для внедрения в теплообменное оборудование в условиях тяжелых эксплуатационных режимов.

Оптимальным решением с точки зрения эффективности и надежности было выбрано самовосстанавливающееся полимерное покрытие, способное заделывать дефекты без использования расходных материалов и многократно восстанавливаться без потери свойств. Благодаря своей наноструктурированной гидрофобной основе оно обеспечивает повышение конденсации водяного пара более чем на 700%, что эквивалентно увеличению теплопередачи в 5,9–7,5 раза по сравнению с пленочной конденсацией [2]. Покрытие сохраняет свои характеристики более 200 дней, устойчиво к температурам до 300 °C, а самовосстановление активируется при нагреве выше температуры плавления полимера, что делает его особенно ценным для теплообменного оборудования в условиях высоких нагрузок [2]. Тем не менее технология имеет ряд ограничений: она сложна в промышленном нанесении, мало изучена в России, где отсутствует производственная база, а также отличается высокой стоимостью создания [14].

Среди инновационных решений особое внимание заслуживает технология гравитационно-отводящих фитилей. Этот подход основан на использовании пористых металлических структур, способных обеспечивать естественное удаление конденсата за счет гравитации и капиллярных эффектов. Конденсатор с гравитационным фитилем представляет собой металлический пористый материал, который, в отличие от гидрофобных покрытий, не требует дополнительной обработки поверхности и одновременно обеспечивает эффективное стекание жидкости с поверхности труб (рис. 7) [4].

**ФАКТЫ**

**Технология гравитационно-отводящих фитилей**

основана на использовании пористых металлических структур, способных обеспечивать естественное удаление конденсата за счет гравитации и капиллярных эффектов

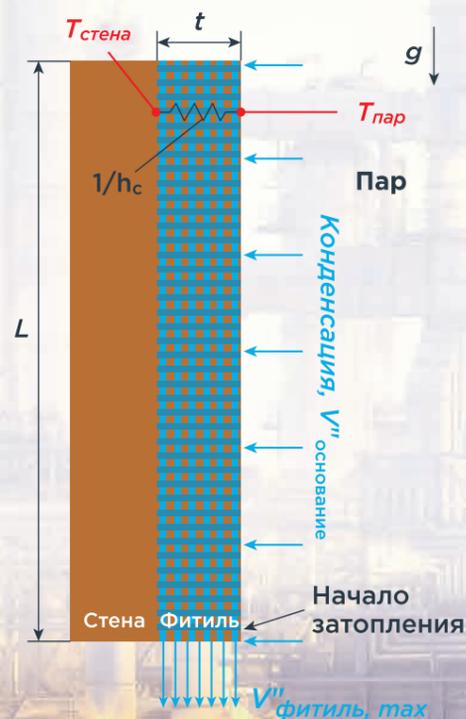
Процесс конденсации реализуется за счет переохлаждения пара при его соприкосновении с холодной внешней поверхностью фитиля. Конденсат, образующийся в верхней части конструкции, заполняет поры материала, после чего под действием силы тяжести опускается вниз, выходя в нижней части в виде капельного потока. При интенсивной конденсации происходит частичное затопление фитиля, начиная с нижнего участка, что может ограничить эффективность отвода жидкости при достижении определенных нагрузок. Однако в большинстве эксплуатационных режимов данный эффект не критичен и позволяет сохранить высокую теплопередачу.

Преимущества технологии следующие:

- повышение теплопередачи более чем на 350% по сравнению с традиционными поверхностями;
- долгий срок службы за счет отсутствия покрытий, подверженных разрушению;
- простота конструкции и исполнения, что способствует снижению затрат на техническое обслуживание.

Недостатки и ограничения применения [6]:

РИСУНОК 7. Метод гравитационного отделения пленки медными фитилями



- сложность в создании оптимальной структуры фитиля для достижения максимальных теплотехнических характеристик;
- недостаточная изученность эксплуатационных параметров, особенно в условиях промышленных циклов и агрессивных сред.

Оребрение поверхностей является одним из наиболее распространенных и технологически освоенных способов интенсификации теплообмена, особенно в тех случаях, когда теплоноситель с низким коэффициентом теплоотдачи направляется во внешнее (межтрубное) пространство [5]. За счет увеличения площади соприкосновения с потоком и формирования развитого микрорельефа, оребренные поверхности позволяют повысить эффективность передачи тепловой энергии [9].

Наиболее часто используется наружное оребрение труб, которое за счет геометрических изменений усиливает турбулентность потока, разрушает пограничный слой и тем самым ускоряет теплопередачу. Согласно экспериментальным данным, применение оребрения позволяет повысить коэффициент теплоотдачи на 30–40% по сравнению с гладкими поверхностями [9]. Дополнительный эффект достигается при использовании круглых канавок на поверхности корпуса труб: они обеспечивают прирост скорости теплопередачи до 5%, при этом практически не влияя на величину гидравлических потерь, что делает такую модификацию особенно привлекательной с точки зрения энергоэффективности [7].

Преимущества оребрения поверхностей труб:

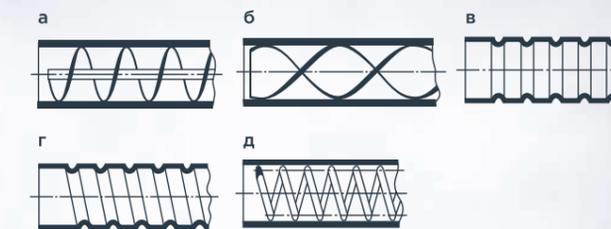
- рост коэффициента теплоотдачи на 30–40%;
- дополнительное улучшение теплопередачи при минимальном сопротивлении (до 5%) при использовании канавок;
- конструктивная простота и широкая адаптируемость к существующим теплообменным аппаратам.

К недостаткам технологии можно отнести следующие факторы [12]:

- увеличение гидравлического сопротивления в 1,5–2,5 раза, что требует пересмотра режима циркуляции теплоносителя;
- зависимость эффективности оребрения от характера течения жидкости, в частности от режима ламинарного или турбулентного потока;
- увеличение массы и габаритов оборудования, что может ограничивать применение в условиях ограниченного пространства или подвижных установок.

Для дальнейшего повышения эффективности оребрения на практике применяются турбулизаторы – специальные элементы, разрушающие или искажающие пограничный слой теплоносителя [13]. Это способствует интенсификации теплопередачи за счет создания вихревых и неустойчивых потоков, повышающих коэффициент теплоотдачи как на внешней, так и на внутренней поверхности трубы. Существуют разнообразные конструктивные решения, среди которых наибольшее распространение получили (рис. 8) [8]:

РИСУНОК 8. Схемы устройств для интенсификации теплоотдачи



**ФАКТЫ**

На **30-40%**

применение оребрения позволяет повысить коэффициент теплоотдачи по сравнению с гладкими поверхностями

- закрученные ленты, устанавливаемые во внутреннем канале (а);
- непрерывные шнековые завихрители (б);
- кольцевые каналы типа диффузор-конфузор, способные менять локальные скорости и давления потока (в);
- внутренние спиралевидные выступы и винтовые вставки, формирующие регулярное вихревое течение (г);
- чередующиеся кольцевые выступы на внутренней поверхности гладких труб, создающие переменные зоны ускорения и торможения потока (д).

По результатам исследований, эффективность оребрения и завихрения в большей степени определяется высотой рельефных элементов, чем их шагом [13]. Это связано с тем, что увеличение высоты способствует более глубокому проникновению турбулентных структур в поток, нарушая стабильность граничного слоя и усиливая теплоперенос.

Из вышесказанного можно заключить, что оребрение и внедрение турбулизаторов представляют собой доступные и надежные способы повышения теплообмена, сочетающие относительную простоту реализации с доказанной эффективностью. Тем не менее данные решения требуют точного расчета гидродинамических характеристик системы, а также оптимизации формы и размеров оребрения для достижения максимального эффекта без чрезмерного увеличения гидравлического сопротивления.

Ниже представлена оценка экономической целесообразности внедрения различных технологий интенсификации теплообмена на теплообменном оборудовании. Исходные данные для расчета приведены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Исходные данные для расчета экономического эффекта от внедрения

Диаметр, мм	Длина трубного пучка	Поверхность теплообмена, м <sup>2</sup>	Давление расчетное, МПа	Температура расчетная, градусов Цельсия	Толщина стенки, мм	Масса, т
от 159 до 3200	до 12000	До 8550	0,6 до 32,0	-70 до 900	до 300	500

Оценка включает как планируемые доходы от экономии пара, так и затраты на реализацию мероприятий. Приведены четыре варианта модернизации: покрытия из оксида меди и политетрафторэтилена, графеновые покрытия, гравитационные медные фитили и оребрение поверхностей (рис. 9).

Исходя из вышесказанного можно сделать следующие выводы:

- 1) Наиболее выгодным в краткосрочной перспективе является покрытие из оксида меди и ПТФЭ, дающее максимальную годовую экономию (2,07 млрд руб.) при умеренных затратах и коротком сроке службы (4 года).
- 2) В свою очередь, графеновое покрытие, несмотря на высокие начальные вложения, обеспечивает высокий чистый экономический эффект (почти 1,2 млрд руб./год) на протяжении 15 лет, что делает его оптимальным в долгосрочной перспективе.
- 3) Гравитационный фитиль демонстрирует умеренную эффективность и затраты, при этом оставаясь стабильным и долговечным решением.
- 4) Оребрение поверхностей, хотя и требует минимальных вложений, обеспечивает наименьшую экономию – всего 276 млн рублей в год.

Внедрение новых технологий в теплообменное оборудование всегда сопровождается рисками, которые могут существенно повлиять на успешность реализации проекта. Одним из главных факторов,

**ФАКТЫ**

**2,07**

млрд руб.

составляет годовая экономия при применении покрытия из оксида меди и ПТФЭ

требующих тщательной оценки, является риск неэффективности покрытия в условиях высоких температур и агрессивных химических сред. Для минимизации этого риска предусмотрено проведение комплексных испытаний покрытия при температурах до 300 °С и в условиях воздействия агрессивных химических веществ. В случае выявления недостатков в устойчивости покрытия к таким условиям, возможно внесение изменений в состав материала. Данные мероприятия потребуют около 5% от общего бюджета проекта, при этом ожидается снижение вероятности неэффективности покрытия на 30–40% и повышение его устойчивости к высокотемпературным и химически активным воздействиям.

Другим значимым риском является трудность нанесения покрытия с высокой точностью и равномерностью на стальные трубы, что может привести к дефектам и снижению эффективности покрытия. Для предотвращения этого риска предлагается провести обучение

персонала и инвестировать в специализированное оборудование, обеспечивающее точность нанесения. Эти меры составят около 8% от общего бюджета проекта. Ожидается, что после внедрения этих мероприятий дефектность покрытия будет снижена с 15 до 2%, а скорость нанесения увеличится на 25%.

Также нельзя забывать про один из важных факторов – это недостаточная долговечность самовосстанавливающихся гидрофобных покрытий, особенно под воздействием высоких температур и механических нагрузок [4]. Для минимизации этого риска необходимо провести испытания покрытия на долговечность, а также разработать методику регулярного контроля состояния покрытия. Эти действия потребуют дополнительных вложений, составляющих 12% от общего бюджета проекта. Присвоение предложенных мер позволит увеличить долговечность покрытия на 30–50% и снизить расходы на его замену на 40%. Не менее важным является риск дополнительных затрат, возникающих в процессе внедрения новой технологии, что может привести к перерасходу бюджета. Для минимизации этого риска рекомендуется создать резервный фонд в размере 10% от бюджета проекта, который будет использоваться для покрытия непредвиденных расходов. Это позволит снизить вероятность перерасхода на 10–15%, а также обеспечит финансовую гибкость в процессе реализации проекта.

Прогнозируемый экономический эффект от внедрения предложенных стратегий состоит в снижении эксплуатационных затрат на 30–40%, что приведет к экономии тепловых ресурсов. Ожидаемая окупаемость технологии составит два года, а чистая экономия за этот период достигнет 15–20% от общей суммы затрат на внедрение.

В результате проведенного исследования были проанализированы различные технологии для повышения эффективности теплообмена на нефтеперерабатывающих заводах, включая гидрофобные покрытия, самовосстанавливающиеся покрытия, оребрение труб, графеновые покрытия и гравитационные фитили. Наиболее эффективным решением оказалось использование самовосстанавливающихся покрытий, которые демонстрируют увеличение коэффициента теплоотдачи в 5,7–7,5 раза и обладают способностью бороться с отложениями нефти, что способствует улучшению теплообмена и снижению затрат на энергоресурсы. Экономический эффект от применения таких покрытий составляет 1 815 461 190 рублей в год. Также было показано, что внедрение предложенных технологий приводит к снижению затрат на чистку труб от отложений до 80–90%, снижению потребления теплоресурсов до 50% и снижению затрат на эксплуатацию систем сбора конденсата до 20–25%. Результаты исследования подтверждают, что предложенные решения способны существенно повысить энергоэффективность, сократить эксплуатационные расходы и продлить срок службы оборудования, что делает их крайне актуальными для нефтехимической отрасли. ●

**Литература**

1. Болотова Ю.В., Ручкина О.И. Коррозия теплообменного оборудования нефтехимических производств // Вестник ПНИПУ. Машиностроение, материаловедение. 2015. № 4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/korrozija-teplobmennogo-oborudovaniya-neftehimicheskikh-proizvodstv> (дата обращения: 03.03.2025).

**ФАКТЫ**

**8%**

от общего бюджета проекта составляют инвестиции в обучение персонала и специализированное оборудование, обеспечивающее точность нанесения покрытия

2. Китаева Н.С., Муханова Е.Е., Дев И.С. Высокотеплостойкие гидрофобные покрытия для теплозащитного материала на основе кварцевого волокна // Труды ВИАМ. 2013. № 6. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vysokoteplostoykie-gidrofobnye-pokrytiya-dlya-teplozaschitnogo-materiala-na-osnove-kvartsevo-go-vo-lodka> (дата обращения: 25.03.2025).

3. Миронова Ю.А., Цвяк А.В., Наумов С.А. Использование теплообменников в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности // МНИЖ. 2020. № 7–1 (97). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ispolzovanie-teplobmennikov-v-neftedobyvayuschey-i-neftepererabatyvayuschey-promyshlennostyah> (дата обращения: 01.03.2025).

4. Самсонова Н.А. К вопросу об использовании гидрофобных поверхностей в теплообменных аппаратах. URL: [https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/63923/1/ere\\_2016\\_065.pdf](https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/63923/1/ere_2016_065.pdf) (дата обращения: 07.03.2025).

5. Черенков С.И., Сотникова О.А. Снижение интенсивности коррозионной активности теплообменных поверхностей котельных агрегатов теплоэнергетического оборудования // Вестник ВГТУ. 2009. № 5. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/snizhenie-intensivnosti-korrozionnoy-aktivnosti-teplobmennyh-poverhnostey-kotelnyh-agregatov-teploenergeticheskogo-oborudovaniya> (дата обращения: 07.03.2025).

6. Теплообменники энергетических установок / К.Э. Аронсон, С.Н. Блинков, В.И. Брезгин и др.; под ред. Ю.М. Бродова. – Екатеринбург: Сократ, 2003. – 986 с.

7. Adam T. Paxson, Jose L. Yagüe, Karen K. Gleason Stable Dropwise Condensation for Enhancing Heat Transfer via the Initiated Chemical Vapor Deposition (iCVD) of Grafted Polymer Films. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/adma.201303065> (дата обращения: 12.03.2025).

8. Chan, H.C., Rajagopal, M.C., Hoque, M.J., Oh, J., Li, L., Li, J., Zhao, H., Kuntumalla, G., Sundar, S., Meng, Y., Shao, C., Ferreira, P.M., Salapaka, S.M., Sinha, S., Mijlkovic, N. Composite Structured Surfaces for Durable Dropwise Condensation. URL: [https://salapaka.web.engr.illinois.edu/dfs/2020\\_HeatExchanger\\_IJHTM\\_Chang.pdf](https://salapaka.web.engr.illinois.edu/dfs/2020_HeatExchanger_IJHTM_Chang.pdf) (дата обращения: 01.03.2025).

9. Preston, D.J., et al. Heat Transfer Enhancement During Water and Hydrocarbon Condensation. URL: [https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/113715/2017\\_Preston\\_PREPRINT\\_Heat%20Transfer%20Enhancement%20during%20Water%20and%20Hydrocarbon%20Condensation%20on%20Lubricant%20Infused%20Surfaces.pdf](https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/113715/2017_Preston_PREPRINT_Heat%20Transfer%20Enhancement%20during%20Water%20and%20Hydrocarbon%20Condensation%20on%20Lubricant%20Infused%20Surfaces.pdf) (дата обращения: 02.03.2025).

10. SilcoTek. Heat Exchanger Filtration. URL: <https://www.silcotek.com/hubs/Literature%20Catalog/eBooks/Heat%20Exchanger%20Filtration%20eBook%2012.9.21.pdf> (дата обращения: 02.03.2025).

11. Luvegroup. Innovative Materials for Heat Exchangers. URL: <https://components.luvegroup.com/en/innovazioni/materiali/#fin-materials> (дата обращения: 02.03.2025).

12. Scholars.cityu. Hydrophobic Coatings for Heat Exchangers. URL: [https://scholars.cityu.edu.hk/files/106078621/materials\\_15\\_03060.pdf](https://scholars.cityu.edu.hk/files/106078621/materials_15_03060.pdf) (дата обращения: 02.03.2025).

13. MIT Dspace. Thesis: Composite Coatings for Heat Exchanger Applications. URL: <https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/144780/cruz-sacruz-phd-meche-2022-thesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (дата обращения: 04.03.2025).

14. KSM Protect. Применение гидрофобных покрытий для защиты теплообменников. URL: <https://ksm-protect.com/> (дата обращения: 18.03.2025).

**KEYWORDS:** heat exchange, hydrophobic coatings, self-healing coatings, graphene coatings, ribbed tubes, gravitational wick, heat exchange efficiency, energy savings, cost reduction, oil refining plant, heat exchange intensification, operating costs, heat transfer improvement.

ТАБЛИЦА 2. Расчет экономического эффекта для разных технологий

Показатели		Срок службы	Снижение затрат на пар	Экономический эффект	Чистый экономический эффект
<b>1. Расчет планируемого дохода после внедрения мероприятия</b>					
1.1.	Оксид меди и политетрафторэтилен	4 года	75 %	2 071 961 190 руб./год	1 815 461 190 руб./год
1.2.	Графеновые покрытия	до 15 лет	50 %	1 381 307 460 руб./год	1 198 907 460 руб./год
1.3.	Гравитационный медный фитиль	до 10 лет	30 %	828 784 476 руб./год	674 884 476 руб./год
1.4.	Оребрение поверхности	до 15 лет	10 %	276 261 492 руб./год	219 261 492 руб./год
Показатели		Стоимость материала	Стоимость нанесения	Итого	
<b>2. Расчет расходной части на внедрение мероприятия</b>					
2.1.	Оксид меди и политетрафторэтилен	100 000 руб./м <sup>3</sup> · 8550 = 855 000 000	20 000 руб. · 8550 = 171 000 000	1 026 000 000 руб./4 года	
2.2.	Графеновые покрытия	100 000 руб./м <sup>3</sup> · 8550 = 855 000 000	20 000 руб. · 8550 = 171 000 000	2 736 000 000 руб./15 лет	
2.3.	Гравитационный медный фитиль	100 000 руб./м <sup>3</sup> · 8550 = 855 000 000	30 000 руб. · 8550 = 256 500 000	1 539 000 000 руб./10 лет	
2.4.	Оребрение поверхности	80 000 руб./м <sup>3</sup> · 8550 = 684 000 000	20 000 руб. · 8550 = 171 000 000	855 000 000 руб./15 года	

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЕМ УМК

## В ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ ПОТОКЕ



**Антонов Сергей Вячеславович**  
заведующий лабораторией  
Института  
нефтехимического синтеза  
им. А.В.Топчиева РАН,  
к.х.н.



**Аверина Юлия Михайловна**  
заведующий кафедрой  
Российского химико-  
технологического  
университета  
им. Д.И. Менделеева, к.т.н.



**Замрий Анатолий Владимирович**  
генеральный директор  
Межотраслевого  
экспертно-аналитического  
центра



**Балуев Роман Олегович**  
директор по маркетингу  
ООО НПП «ЭЛЕМЕР»



**Папушкина Анастасия Алексеевна**  
магистрант,  
Российский химико-  
технологический  
университет имени  
Д.И. Менделеева



**Ким Ванесса Руслановна**  
магистрант,  
Российский химико-  
технологический  
университет имени  
Д.И. Менделеева

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ИССЛЕДОВАНИЮ ВОЗМОЖНОСТЕЙ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЕМ «УМНЫХ МИКРОКОНТЕЙНЕРОВ» (УМК) – ЧАСТИЦ СО СТРУКТУРОЙ ЯДРО – ОБОЛОЧКА, СПОСОБНЫХ К РАСКРЫТИЮ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ В ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ ПОТОКЕ. АКТУАЛЬНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ ОБОСНОВАНА НЕОБХОДИМОСТЬЮ ГЛУБОКОГО АНАЛИЗА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ УМК В ДИНАМИЧНЫХ УСЛОВИЯХ. В ЭКСПЕРИМЕНТЕ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ УМК, СОДЕРЖАЩИЕ ПАРАМАГНИТНЫЙ КОМПОНЕНТ В СОСТАВЕ ОБОЛОЧКИ. ПОЛУЧЕННЫЕ ДАННЫЕ ДЕМОНИСТРИРУЮТ ВОЗМОЖНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЕМ ЧАСТИЦ УМК, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ, В ЧАСТНОСТИ, ОРГАНИЗОВАТЬ АДРЕСНУЮ ДОСТАВКУ УМК ПРИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТАХ НА СКВАЖИНАХ

*THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE STUDY OF THE CAPABILITIES OF A MAGNETIC FIELD TO CONTROL THE MOVEMENT OF «SMART MICROCONTAINERS» (SMCS) – PARTICLES WITH A CORE-SHELL STRUCTURE CAPABLE OF OPENING UNDER THE INFLUENCE OF EXTERNAL FACTORS IN A HYDRODYNAMIC FLOW. THE RELEVANCE OF THE STUDY IS JUSTIFIED BY THE NEED FOR A DEEP ANALYSIS OF THE FACTORS AFFECTING THE EFFICIENCY OF SMC CONTROL IN DYNAMIC CONDITIONS. THE EXPERIMENT USED SMCS CONTAINING A PARAMAGNETIC COMPONENT IN THE SHELL. THE DATA OBTAINED DEMONSTRATE THE CAPABILITIES OF CONTROLLING THE MOVEMENT OF SMC PARTICLES, WHICH ALLOWS, IN PARTICULAR, TO ORGANIZE TARGETED DELIVERY OF SMCS DURING REPAIR AND INSULATION WORK ON WELLS*

Ключевые слова: умные микроконтейнеры, адресная доставка, управляемое движение, нефтехимическая промышленность.

УДК 637.612

Исследования в сфере умных микроконтейнеров (УМК), которые представляют собой полую капсулу, заполненную активным веществом и раскрывающуюся под действием определенных физических факторов, продолжают подтверждать их значительный потенциал для применения в самых различных отраслях промышленности. Одним из основных преимуществ использования технологий УМК в различных процессах является адресная доставка активных веществ с высокой точностью воздействия, что существенно повышает эффективность процессов, а также снижает время, требуемое для выполнения работ, и уменьшает затраты на материалы и реагенты. Многофункциональный характер, гибкость УМК и возможность их адаптации под разнообразные цели открывают обширные перспективы для их использования:

- повышение скорости и локальности ремонтно-изоляционных работ на скважинах (РИР);
- интенсификация нефтеотдачи пласта и усовершенствование известных методов увеличения нефтеотдачи (МУН);
- повышение эффективности процессов облагораживания нефти за счет применения модифицированных селективных сорбентов, способных к извлечению таких нежелательных компонентов, как металлы d-группы и серосодержащие соединения;
- интенсификация нефтехимических процессов, в частности полимеризации, за счет равномерности распределения применяемых реагентов [1, 2].

Эти аспекты подчеркивают растущий интерес в научных кругах к исследованиям, которые направлены на оптимизацию их функциональности и повышение эффективности применения микроконтейнеров.

Актуальность нашего исследования заключается в необходимости глубокого понимания факторов, которые влияют на эффективность управления УМК в динамических условиях. Данная необходимость имеет ключевое значение для обеспечения оптимального использования капсул. На специально разработанном испытательном стенде появляется возможность продемонстрировать, как магнитное поле может быть использовано для организации целенаправленного движения микроконтейнеров в необходимые зоны (рисунок 1–3). Наблюдение за динамикой поведения этих частиц не только расширяет подход к пониманию их взаимодействия с магнитным полем, но и служит весомым доказательством возможности эффективной адресной доставки реагентов, что, в свою очередь, является важным шагом на пути к их практическому применению в реальных условиях.

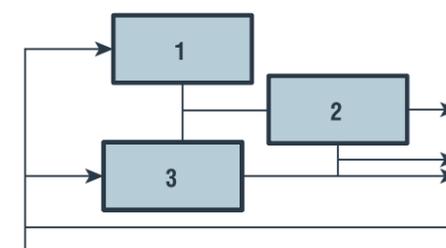
В свете существующих исследований и публикаций об УМК результаты нашего исследования могут дополнить текущую базу знаний по этой теме, а также привести к новым идеям и решениям для повышения эффективности их использования в нефтяной, нефтехимической и химической отраслях, что будет способствовать дальнейшему развитию технологий. Применение внешнего магнитного поля в рамках решения актуальных вопросов нефтегазового

комплекса является трансфером технологии из медицины, где подобная методология начала разрабатываться еще с 60-х годов прошлого века [3–6]. Этот метод уже продемонстрировал свою эффективность в клинических и научных приложениях. Однако следует отметить, что возможность применения и обоснование концепции УМК в нефтедобыче требует проведения дальнейших исследований аспектов поведения дисперсий УМК в гидродинамических потоках под одновременным воздействием управляющих физических факторов, а также взаимодействия УМК с водно-нефтяными эмульсиями. Для проведения серии экспериментов было разработано специальное программное обеспечение, которое предоставляет возможность анализировать количество частиц и измерять их скорость в потоках жидкости с помощью видеоаппаратуры, что существенно ускоряет процесс проведения опытов и повышает точность получаемых данных [7–8].

### Экспериментальная часть

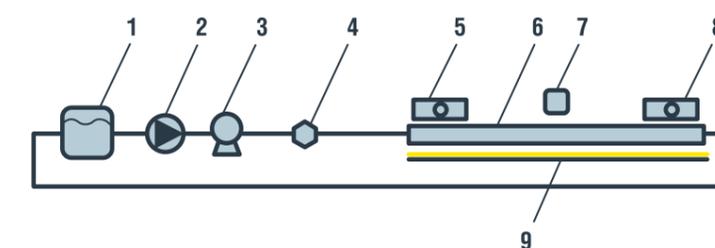
В рамках проведенных исследований было изучено влияние магнитной индукции и скорости потока жидкости на возможность притяжения частиц. Используемые в опытах образцы представляют собой прототипы умных микроконтейнеров, которые демонстрируют высокий потенциал применения в различных сферах промышленности. Частицы, представляющие собой гомогенные структуры размером около 2 мм в длину и 1 мм в ширину с массой 0,011 грамма, изготовлены из полипропилена

РИСУНОК 1. Схема испытательного стенда



1 – блок участка стенда, имитирующего заколонное пространство; 2 – блок участка с демонстрацией управления течения; 3 – блок с имитацией прямого потока

РИСУНОК 2. Подробная схема блока с прямым участком трубы



1 – резервуар с жидкостью; 2 – насос; 3 – преобразователь давления; 4 – устройство ввода частиц в систему; 5, 8 – видеозаписывающая аппаратура; 6 – прямая труба; 7 – магнит; 9 – источник света

РИСУНОК 3. Испытательный стенд



с 20-процентным содержанием парамагнетика, что позволяет контролировать их движение. Подсчет частиц велся с помощью программы, обеспечивающей эффективную обработку видео и отслеживание движущихся объектов. В ходе работы для измерения магнитной индукции использовался портативный тесламетр «НТ20», а определение и регулировка скорости потока осуществлялись с помощью преобразователя давления АИР-20/М2-Н (рисунок 4), а для проведения эксперимента применялся магнит из редкоземельного сплава неодим-железо-бор с остаточной магнитной индукцией 1,22–1,26 Тл. Прибор АИР-20/М2-Н предназначен для измерения и непрерывного преобразования значений абсолютного и избыточного давления, разности давлений и гидростатического давления (уровня) как жидких, так и газообразных сред. Он также способен измерять избыточное давление и разрежение в газах, включая агрессивные среды, такие как газообразный кислород и кислородосодержащие газовые смеси, а также среды, содержащие сероводород.

Экспериментальная установка была сконструирована для наглядной демонстрации возможности адресной доставки УМК и регулирования их движения. Система состоит из комплекса трубопроводов, обеспечивающих циркуляцию рабочей жидкости под контролем насосного

оборудования. Регулирование скорости потока обеспечивается наличием датчика давления. Уникальной характеристикой данной конструкции является участок, имитирующий заколонное пространство скважины, что создает благоприятные условия для проведения различных опытов. Также были разработаны специализированная система сепарации газожидкостной смеси и система сбора частиц, используемая для вывода частиц из системы. В процессе исследования работа выполнялась на прямом участке этой системы по следующей методике:

РИСУНОК 5. Результаты экспериментов



РИСУНОК 4. Прибор АИР-20/М2-Н



### ПЕРВЫЙ ЭТАП Подготовка системы

Перед запуском эксперимента была проведена калибровка системы, чтобы обеспечить стабильно заданные уровни давления и магнитной индукции.

### ВТОРОЙ ЭТАП Запуск частиц

В количестве 200 шт. частицы были запущены в систему. Для каждого значения избыточного давления (30, 35, 40, 45, 50, 55 кПа) производился следующий набор операций:

- Установить необходимое давление с помощью манометра и регулятора давления.
- Включить магнитный источник, установив первую величину магнитной индукции (50 мТл) и зафиксировать ее в документации.

ТАБЛИЦА 1. Значения средней скорости частиц

Давление, кПа	Средняя скорость частиц, см/с
30	94,49
35	96,24
40	99,48
45	104,08
50	110,78
55	123,00

### ТРЕТИЙ ЭТАП Регистрация данных

После запуска частиц в систему:

- По окончании эксперимента производился подсчет количества частиц на выходе из системы с использованием программного обеспечения.
- Фиксировалось количество частиц, которые остались в зоне действия магнитного поля.

### ЧЕТВЕРТЫЙ ЭТАП Изменение параметров

Процедура была повторена для всех заданных значений давления (30, 35, 40, 45, 50, 55 кПа) и для разных значений магнитной индукции (50, 60, 70, 80, 100 мТл).

### ПЯТЫЙ ЭТАП Обработка данных

Собранные данные включали количество примагнитившихся частиц при каждом сочетании давления и магнитной индукции. Для анализа зависимостей:

- На основе полученных количеств примагнитившихся частиц строилась графическая зависимость количества примагнитившихся частиц от магнитной индукции для каждого значения давления.
- Данные были проанализированы с использованием статистических методов для выявления тенденций и зависимости.
- С помощью программы для каждого значения давления была определена средняя скорость частиц (таблица 1).

Проведение экспериментов показало, что при положительном изменении магнитной индукции и различных значениях давления сохраняется устойчивая

ТАБЛИЦА 2. Результаты подсчета количества примагнитившихся частиц

Значение магнитной индукции, мТл	Количество примагнитившихся частиц, шт					
	Давление, кПа					
	30	35	40	45	50	55
100	186	167	164	162	155	116
80	170	155	154	123	118	113
70	167	149	145	92	88	75
60	134	132	119	85	83	73
50	107	106	104	83	–	–

зависимость, в результате которой наблюдается значительное возрастание количества примагнитившихся частиц. Однако также были выявлены точки порога влияния магнитной индукции, при которых воздействия на частицы не наблюдалось; в частности, это значение составляло 60 мТл при давлениях 50 и 55 кПа. Результаты исследования были проанализированы и представлены на рисунке 5 и в таблице 2. Эти данные подтверждают, что изменение магнитного поля играет большую роль в процессе намагничивания, и подчеркивают важность оптимизации параметров для достижения эффективной работы УМК.

### Заключение

В результате проведенного исследования было доказано, что управление движением умных микроконтейнеров с помощью магнитного воздействия осуществимо. Это подтверждает, что УМК обладают значительным потенциалом для применения в процессах, где важна адресная доставка различных компонентов. Эксперименты, проведенные на специально сконструированной установке, продемонстрировали, что изменение магнитной индукции и скорости потока жидкости оказывают заметное влияние на намагничивание и движение частиц, что открывает новые возможности для эффективного управления УМК в реальных условиях. Данные результаты подчеркивают важность дальнейших исследований, направленных на оптимизацию применения УМК. В перспективе планируется продолжение экспериментальных работ с использованием различных участков стенда, что позволит моделировать более сложные

сценарии, отражающие реальные условия работы нефтепроводов и добывающих скважин. Это обеспечит более глубокое понимание поведения частиц в разных условиях и поможет повысить эффективность использования УМК в ряде отраслей, способствуя решению актуальных задач современной промышленности. ●

### Литература

1. Сухоруков Г.Б., Ерохин В.В., Замрий А.А., Викторова Н.В. Умные микроконтейнеры. Транспортировка и переработка [Текст] / Г.Б. Сухоруков, В.В. Ерохин, А.А. Замрий, Н.В. Викторова // Нефть России. – 2019.
2. Замрий А.В., Викторова Н.В. Умные микроконтейнеры [Текст] / Замрий А.В., Викторова Н.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. – № 10. – С. 27–31.
3. Никифоров В.Н. Биомедицинские применения магнитных наночастиц // Наука и технологии в промышленности. – 2011. – № 1. – С. 90–99.
4. L. Mohammed, H. G. Goma, D. Ragab and J. Zhu, Particuology, 2017, 30, 1–14.
5. S. Simeonova, N. Zahariev and B. Pilicheva Magnetic Nanoparticles for Targeted Drug Delivery // Journal of Physics and Technology. – 2019. – № 2. – С. 38–43.
6. M. Ahmad, M.U. Minhas, M. Sohail, M. Faisal, H. Rashid, Comprehensive review on magnetic drug delivery systems: a novel approach for drug targeting, Journal of Pharmacy and Alternative Medicine 2 (2013) 13–21.
7. Антонов С.В., Аверина Ю.М., Замрий А.В., Черных С.П., Папушкина А.А., Негрбов В.А., Зубарев Т.М. Способ подсчета механических частиц в потоке жидкости с использованием цифровых алгоритмов обработки видео [Текст] / Антонов С.В., Аверина Ю.М., Замрий А.В., Черных С.П., Папушкина А.А., Негрбов В.А., Зубарев Т.М. // Нефтегаз. – 2024. – № 8. – С. 40–45.
8. Замрий А.В., Аверина Ю.М., Черных С.П., Папушкина А.А., Ким В.Р., Негрбов В.А. Совершенствование способа подсчета механических частиц в турбулентном потоке с использованием цифровых алгоритмов обработки видео [Текст] / А.В. Замрий, Ю.М. Аверина, С.П. Черных, А.А. Папушкина, В.Р. Ким, В.А. Негрбов // Neftgaz.RU. – 2024. – № 12. – С. 84–90.

KEYWORDS: smart microcontainers, targeted delivery, guided movement, petrochemical industry.

# КАТАЛИТИЧЕСКИЙ ПИРОЛИЗ В РОССИИ: переход к газовому сырью и разработка катализаторов

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ КАТАЛИТИЧЕСКОГО ПИРОЛИЗА КАК ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, В ХОДЕ КОТОРОГО БЫЛА ОБОСНОВАНА ВОЗРАСТАЮЩАЯ ЗНАЧИМОСТЬ КАТАЛИТИЧЕСКОГО ПИРОЛИЗА ДЛЯ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ ПОТРЕБНОСТЕЙ СОВРЕМЕННОЙ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ БЛАГОДАРЯ ЕГО ПОВЫШЕННОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПО СРАВНЕНИЮ С ТРАДИЦИОННЫМ ТЕРМИЧЕСКИМ ПИРОЛИЗОМ. ТАКЖЕ БЫЛ ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ТЕКУЩЕЙ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ДЛЯ КАТАЛИТИЧЕСКОГО ПИРОЛИЗА КАК В МИРЕ, ТАК И В РОССИИ, И БЫЛИ ОПИСАНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ ПЕРЕХОДА К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГАЗОВОГО СЫРЬЯ. С УЧЕТОМ СПЕЦИФИКИ РАССМАТРИВАЕМЫХ В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ ПИРОЛИЗА ЭТАНА И ПРОПАНА, А ТАКЖЕ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ КАТАЛИТИЧЕСКОГО ПИРОЛИЗА В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПРЕДПОЧТЕНИЕ СРЕДИ ВСЕХ ДОСТУПНЫХ В РЕГИОНЕ ВИДОВ СЫРЬЯ БЫЛО ОТДАНО СМЕСИ УКАЗАННЫХ КОМПОНЕНТОВ. ДЕТАЛЬНО РАССМОТРЕНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПЕРЕДОВЫХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ, ВКЛЮЧАЯ КАК НОСИТЕЛИ, ТАК И АКТИВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ, ПРОДЕМОНСТРИРОВАН ИХ ПОТЕНЦИАЛ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ. В ЗАКЛЮЧЕНИЕ ОБОСНОВАНА ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ НЕОКСИДНЫХ МАТЕРИАЛОВ, КОТОРЫЕ БЛАГОДАРЯ ШИРОКОМУ СПЕКТРУ ДОСТУПНЫХ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕЩЕСТВ МОГУТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНЫ КАК В КАЧЕСТВЕ НОСИТЕЛЕЙ, ТАК И В КАЧЕСТВЕ АКТИВНЫХ КОМПОНЕНТОВ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

*THIS PAPER PROVIDES AN OVERVIEW OF THE CURRENT STATE OF CATALYTIC PYROLYSIS AS A PROMISING TECHNOLOGY FOR PROCESSING HYDROCARBON RAW MATERIALS, DURING WHICH THE INCREASING IMPORTANCE OF CATALYTIC PYROLYSIS TO MEET THE NEEDS OF THE MODERN CHEMICAL INDUSTRY WAS SUBSTANTIATED DUE TO ITS INCREASED EFFICIENCY AND EFFICIENCY COMPARED WITH TRADITIONAL THERMAL PYROLYSIS. THE ANALYSIS OF THE CURRENT RAW MATERIAL BASE FOR CATALYTIC PYROLYSIS BOTH IN THE WORLD AND IN RUSSIA WAS ALSO CARRIED OUT, AND THE PROSPECTS FOR THE TRANSITION TO THE USE OF GAS RAW MATERIALS WERE DESCRIBED. TAKING INTO ACCOUNT THE SPECIFICS OF ETHANE AND PROPANE CONSIDERED AS PYROLYSIS RAW MATERIALS, AS WELL AS THE CURRENT STATE OF CATALYTIC PYROLYSIS TECHNOLOGIES IN THE RUSSIAN FEDERATION, A MIXTURE OF THESE COMPONENTS WAS PREFERRED AMONG ALL THE RAW MATERIALS AVAILABLE IN THE REGION. THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF ADVANCED CATALYTIC SYSTEMS, INCLUDING BOTH CARRIERS AND ACTIVE COMPONENTS, ARE CONSIDERED IN DETAIL, AND THEIR POTENTIAL FOR FURTHER IMPROVEMENT IS DEMONSTRATED. IN CONCLUSION, THE PROSPECTS OF CATALYSTS BASED ON NON-OXIDE SUBSTANCES ARE SUBSTANTIATED, WHICH, DUE TO THE WIDE RANGE OF SUBSTANCES AVAILABLE FOR RESEARCH, CAN BE USED BOTH AS CARRIERS AND AS ACTIVE COMPONENTS OF CATALYTIC SYSTEMS*

Ключевые слова: каталитический пиролиз, этановое сырье, пропановое сырье, катализаторы пиролиза, активные компоненты катализаторов пиролиза, носители катализаторов пиролиза.

**Жагфаров Фирдавес Гаптелфартович**

заведующий кафедрой газохимии, профессор, д.т.н.

**Кисленко Святослав Николаевич**

кафедра газохимии, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

УДК 66.092

Среди задач современной химической промышленности следует выделить удовлетворение растущего мирового спроса на ценные химические продукты, которое должно сопровождаться повышением эффективности производственных процессов. Данные тенденции обосновывают необходимость разработки инновационных технологий переработки углеводородного сырья. В связи с растущими требованиями к рентабельности процесса традиционный термический пиролиз утрачивает свою актуальность из-за большой энергоемкости, выхода побочных продуктов и низкой селективности. Подходящей заменой ему может стать каталитический вариант пиролиза, достоинства которого будут описаны далее. В качестве основных целей данной работы можно выделить:

- обосновать выбор сырья, отвечающего требованиям современной промышленности;
- с учетом современных тенденций выбрать перспективные направления для изучения катализаторов.

## Эволюция процесса пиролиза: переход от термического пиролиза к каталитическому

На данный момент подавляющее большинство олефиновых углеводородов производится за счет процесса термического пиролиза. Тем не менее с течением

времени данный процесс все больше устаревает, что побуждает к поиску различных путей его совершенствования. Среди них на сегодняшний день можно выделить:

- конструктивные модификации печей пиролиза (горелок, змеевиков и т.д.);
- повышение жесткости процесса, например за счет повышения температур или снижения времени контакта.

Стоит отметить, что ни одно из перечисленных улучшений не позволяет термическому пиролизу удовлетворять современным требованиям по селективности и производительности. Так, модернизация термического пиролиза хоть и обеспечивает улучшение эффективности процесса, однако делает это лишь на время, так как не решает проблему устаревания термических процессов как таковую. Также во многих случаях размер капитальных вложений значительно превышает экономический эффект от внедряемых модификаций печей. Куда более перспективным направлением развития процесса пиролиза является внедрение катализаторов, которое по своей сути является новейшим этапом технологической эволюции процесса.

Переход от термического пиролиза к каталитическому представляет собой не просто следующий этап эволюции, как отмечалось выше, а революционный скачок в технологиях переработки углеводородов. Термический

пиролиз в современных реалиях имеет множество недостатков и не обеспечивает должного соотношения качества и выхода целевых продуктов. Каталитический пиролиз, наоборот, имеет множество достоинств, среди которых можно выделить повышенную селективность и энергоэффективность процесса. Таким образом, данный переход является ключом к восстановлению актуальности пиролиза на мировом рынке. В таблице 1 представлено сравнение термического и каталитического вариантов процесса пиролиза:

Возможности переработки сырья Практически не имеет ограничений Предъявляются более высокие требования к качеству сырья в связи с риском дезактивации катализатора

Экономические показатели Без дополнительных модификаций не требует больших затрат, однако обеспечивает меньшую производительность процесса Повышенные затраты за счет необходимости использования катализаторов, однако в перспективе повышает доходность процесса за счет увеличения выхода целевых фракций и снижения энергопотребления установки

Обратим внимание на развитие каталитического пиролиза в РФ, в чем нам поспособствует научный труд [1]. Согласно анализу авторов, эволюцию процесса каталитического пиролиза можно разделить на ряд последовательных этапов.

ТАБЛИЦА 1. Сравнительный анализ термического и каталитического пиролиз

Показатель	Термический пиролиз	Каталитический пиролиз
Энергоэффективность	В среднем температура процесса находится в пределах от 400 до 800 °С	Внедрение катализатора позволяет снизить необходимый нагрев до 300–600 °С при прочих равных
Выход и качество целевых продуктов	Меньший выход олефиновых углеводородов и больший выход вторичных продуктов	Повышенный выход целевых непредельных углеводородов, высокая селективность процесса
Возможности переработки сырья	Практически не имеет ограничений	Предъявляются более высокие требования к качеству сырья в связи с риском дезактивации катализатора
Экономические показатели	Без дополнительных модификаций не требует больших затрат, однако обеспечивает меньшую производительность процесса	Повышенные затраты за счет необходимости использования катализаторов, однако в перспективе повышает доходность процесса за счет увеличения выхода целевых фракций и снижения энергопотребления установки

В наиболее ранних отечественных публикациях рассматривались различные аспекты использования гетерогенных катализаторов. В данный временной период наибольшее внимание уделялось активным компонентам в составе катализатора на основе оксидов металлов и носителей на подобие пемзы. В дальнейшем были отмечены исключительные каталитические свойства оксида индия и ванадата калия. В дальнейшем было предложено наносить эти катализаторы на синтетически полученный корунд. Важно подчеркнуть, что примерно в то же время шла активная разработка модификаторов, снижающих коксообразование, в качестве которых выступали калиевые карбонаты и сульфаты. Крупнейшим российским исследованием в области каталитического пиролиза авторы выделяют испытания катализатора КВБ/МК. Активным компонентом данного катализатора является ванадий, нанесенный на муллитокорунд. Последующие научные изыскания ограничивались лишь лабораторными испытаниями, тогда как это имело несколько этапов промышленных экспериментов.

### Перспективы использования газообразного сырья в России и в мире

Олефины, в особенности этилен, высоко ценятся по всему миру в связи с возможностью их дальнейшей переработки с получением широкого спектра различных продуктов от спиртов до полимеров. Как было подчеркнуто ранее, основным процессом по производству этилена и низших олефинов является пиролиз. Именно выбор сырья во многом влияет на качество и выход конечных продуктов. В общей сложности в мире большая часть сырья пиролиза приходится на бензиновые фракции (около 53 %). Во многом это обосновано тем, что данный тип сырья является наиболее дешевым и легкодоступным. В то же время около четверти от всего объема сырья приходится на этан, благодаря его активной переработке в странах с высоким уровнем добычи этаносодержащих газов и высокоразвитой

газохимической промышленностью, таких как США и Канада, где этан является наиболее популярным сырьем пиролиза. Азиатский регион и Западная Европа предпочитают перерабатывать пропановое сырье, получаемое при переработке нефти и нефтяных фракций, тогда как в таких странах, как Франция, Германия и пока Россия, чаще всего используется именно бензин. Стоит отметить, что во многих странах широко используются смеси пропана и этана, однако нигде не являются наиболее популярным сырьем.

Развитие нефтеперерабатывающей промышленности обеспечило широкое распространение инфраструктуры для сбора, хранения и транспортировки бензина, образующегося при переработке нефти. Это привело к тому, что большинство установок пиролиза было построено именно с расчетом на переработку жидкого бензинового сырья

Ранее уже отмечалось, что преобладающим сырьем пиролиза в Российской Федерации является бензин, что связано с рядом характерных особенностей данного региона. Во-первых, это связано со значительным развитием отечественной нефтеперерабатывающей промышленности, которое обеспечило широкое распространение инфраструктуры для сбора, хранения и транспортировки бензина, образующегося при переработке нефти. Это привело к тому, что большинство установок пиролиза было построено именно с расчетом на переработку жидкого бензинового сырья. Модернизация этих установок для переработки газового сырья требует значительных инвестиций, что замедляет темпы перехода к его полномасштабной переработке.

Во-вторых, газовое сырье в России традиционно экспортируется или используется для получения энергии. В связи с чем транспортировка газа в некоторых регионах слабо развита, что делает логистику к местам расположения существующих пиролизных установок затруднительной и экономически невыгодной. Продолжая оценку экономической составляющей применения

бензина в качестве сырья, стоит отметить, что некоторые сферы отечественной промышленности функционируют с учетом дополнительного образования при пиролизе бензина таких продуктов, как бутадииен, бензол, ксилолы и толуол.

Несмотря на вышеперечисленные недостатки переработки газового сырья в условиях российской промышленности, оно имеет ряд существенных достоинств, которые делают его более перспективным для процесса пиролиза, направленного

на получение низших олефиновых углеводородов. Основным преимуществом газообразного сырья является обеспечение более высоких выходов целевых продуктов (этилена и пропилена), тогда как при пиролизе бензина образуется значительно большее количество второстепенных продуктов. Кроме того, с точки зрения каталитического пиролиза, применение газового сырья позволяет снизить скорость дезактивации катализатора, так как не только содержит преимущественно низкомолекулярные соединения, но и практически не содержит гетероатомные соединения, в частности сернистые. Подобные преимущества каталитического пиролиза привлекают большой интерес промышленников к данному процессу. Так, в России уже в этом и следующем году будут введены в эксплуатацию ГХК Усть-Луга, Амурский ГПЗ.

Теперь более подробно рассмотрим различные виды газов, которые могут быть использованы в качестве сырья каталитического пиролиза. С одной стороны, наибольшая селективность по этилену достигается при переработке этана, однако с этановым сырьем связаны некоторые затруднения:

- Ограниченный ассортимент продуктов пиролиза. Вышеупомянутая селективность по этилену, безусловно, способствует значительному снижению образования вторичных продуктов, что приводит к существенному уменьшению перспектив гибкого управления ассортиментом продукции каталитического пиролиза и затрудняет адаптацию к изменениям рынка.
- Повышенная чувствительность к типу катализатора. Каталитическая переработка этана требует большей активности применяемого катализатора, что сужает выбор доступных каталитических систем. Одновременно с этим ужесточаются требования к стабильности катализаторов, что дополнительно сказывается на доступном спектре подходящих систем.

- Особенности добычи этана. Транспортировка этана требует большого количества усилий в сравнении с пропаном, так как его транспортировка осуществляется в газовой форме. Данные особенности получения этанового сырья делают его более дорогостоящим.

- Особенности добычи этана. Транспортировка этана требует большого количества усилий в сравнении с пропаном, так как его транспортировка осуществляется в газовой форме. Данные особенности получения этанового сырья делают его более дорогостоящим.

Пропановое же сырье хоть и не позволяет достигнуть показателей по этилену схожих с этаном, однако способствует выходу пропилена, который также является ценным нефтехимическим сырьем. Такое изменение селективности процесса позволяет диверсифицировать продукцию каталитического пиролиза. Тем не менее процессы пиролиза чисто пропанового сырья мало распространены, так как молекула пропана обладает высокой устойчивостью, в связи с чем предпочтение отдается процессу дегидрирования пропана. Отдельно следует выделить бутановое сырье, так как оно не только уже не может сравниться по выходам этилена и пропилена с видами сырья, описанными выше, но и способствует образованию более тяжелых продуктов, а также закоксовыванию катализатора.

Таким образом, можно сделать вывод, что наиболее перспективно применение газового сырья, представляющего из себя смесь этана и пропана, так как это

обеспечивает как высокие выходы целевых низших олефинов, так и нивелирует недостатки использования исключительно этанового сырья.

### Перспективы использования различных катализаторов

Катализатор является основным элементом, определяющим ключевые характеристики процесса каталитического пиролиза. Современные исследования в данной области акцентируются на ключевых проблемах нынешнего этапа развития каталитических систем пиролиза, а именно – повышение стабильности, селективности и сопротивления коксообразованию. Немаловажно, что подобные инновации следует вводить с учетом экономической эффективности.

Сначала подробнее рассмотрим актуальные тенденции применяемых в процессе пиролиза каталитических носителей. Так, в работе [4] рассмотрены перспективы использования металлоорганических каркасов (МОК) и ковалентных органических каркасов (КОК). К главным достоинствам подобных носителей можно отнести возможность четкого регулирования размеров пор для того, чтобы они соответствовали размерам молекул этана и пропана, а также наличие активных центров, демонстрирующих кислотно-основные свойства. Практические исследования подтверждают высокую эффективность данных носителей с нанесенными на них Ni и Ga.

Наиболее перспективно применение газового сырья, представляющего смесь этана и пропана, так как это обеспечивает высокие выходы целевых низших олефинов и нивелирует недостатки использования исключительно этанового сырья

Другими многообещающими носителями являются иерархически структурированные цеолиты, например ZSM-5. На фоне классических цеолитов данную группу положительно выделяет то, что их кислотные свойства куда менее подвержены влиянию

диффузии крупных молекул в микропорах, так как обладают не только микро-, но и макро- и мезопорами. Более того, данное отличие заметно снижает коксообразование на поверхности цеолита. Дополнительно важно подчеркнуть возможность тонкого контроля размеров пор и кислотности активных центров путем регулирования соотношения Si/Al и дополнительной обработкой металлами, проявляющими щелочные свойства (Na или K), что подтверждается исследованием [8]. В ходе других лабораторных экспериментов было обнаружено, что нанесение на цеолит Ga или Zr может значительно улучшить его селективность по этилену.

Не менее интересны носители на основе графена и углеродных нанотрубок, отличающиеся химической инертностью и исключительной теплопроводностью. Дальнейшая их модификация различными функциональными группами позволяет добиться эффективного диспергирования наночастиц металлов, что повышает как активность катализатора, так и его селективность. В работе [7] в качестве подобного нанометалла предлагается использовать платину, однако также допускается возможность применения рутения. Стоит отметить, что вышеупомянутые модификации также могут оказать положительный эффект на адсорбцию и последующую активацию молекул пропана или же этана.

Другим носителем, который может быть эффективно использован совместно с платиновым активным компонентом в процессе каталитического пиролиза,

является  $Al_2O_3$ , что согласуется с данными статьи [6]. При этом схожими свойствами обладают другие носители с контролируемой морфологией, такие как  $TiO_2$  и  $ZrO_2$ . Уникальной особенностью данного типа носителей является их использование в наноформе,

что улучшает теплопроводность, активность и селективность катализатора. Более того смешение оксидов позволяет комбинировать их свойства, частично нивелируя индивидуальные недостатки, что в общей сложности улучшает каталитические свойства смеси за счет синергетического эффекта. Примерами подобных смешанных оксидов могут быть  $Al_2O_3-SiO_2$  и  $TiO_2-ZrO_2$ .

Теперь перейдем к рассмотрению новейших вариантов активных компонентов каталитических носителей, которые бы не только эффективно расщепляли углеводородные связи в молекулах этана и пропана, но и минимизировали образование кокса. Ранее уже не раз отмечалась возможность диспергирования атомов металлического активного компонента по поверхности носителя. Подобное применение активного компонента обеспечивает повышенные показатели активности и селективности. Данная группа катализаторов получила название «одноатомные катализаторы» или же «Single Atom Catalysts (SACs)». К ним относятся Pt, Rh, Ir и Ni, также работы [10] и [3] отмечают возможность использования атомов кобальта. Дополнительное повышение активности данных катализаторов достигается за счет промотирования его гетероатомами. Несмотря на все достоинства одноатомных катализаторов, вопросы их изготовления и зависимости различных реакций пиролиза от природы металлов требуют дальнейших исследований.

Развивая тему нанокатализаторов, отметим металлические нанокластеры, такие как Pt-Sn, Ni-Fe и, как отмечается в исследовании [2], Co-Cu. С одной стороны, главным преимуществом данных кластеров является возможность высокоточного контроля размеров частиц в пределах от 1 до 3 нм, что позволяет варьировать каталитические свойства за счет оптимизации электронных свойств нанокластеров и того, как они влияют на различные реагенты. С другой стороны, данный вид активных компонентов имеет серьезные проблемы со стабильностью, и к сегодняшнему дню единственным эффективным способом устранения этого недостатка является промотирование лигандами.

В последнее время происходит активный отказ от оксидных катализаторов, и на смену им приходят неоксидные, к которым относятся фосфиды, карбиды и прочие соли. Зачастую применяются именно соли переходных металлов, что позволяет достичь высокой стабильности и активности в реакциях пиролиза, что подтверждается в статье [9]. С точки зрения экономики неоксидные катализаторы также более перспективны, так как за меньшую цену демонстрируют каталитические свойства, близкие к благородным металлам. Тем не менее методы синтеза данных катализаторов несовершенны и требуют дальнейшего изучения. Отдельным видом подобных катализаторов являются MXenes, которые представляют из себя двумерные карбиды и нитриды переходных металлов. Интерес исследователей к ним обусловлен высокой химической функциональностью и проводимостью. Более того, они могут выступать не только в роли активных компонентов, но и в качестве носителей.

### Заключение

Таким образом, можно сделать вывод, что растет потенциал каталитического пиролиза в качестве ключевой технологии переработки углеводородов. Данный процесс позволяет удовлетворить запросы современной химической промышленности за счет более высокой экономичности и эффективности. Показана современная сырьевая база для каталитического пиролиза в России и в мире, обоснованы перспективы перехода к газовому сырью, среди которого с учетом особенностей этана и пропана в сочетании с современным состоянием процесса каталитического пиролиза на территории Российской Федерации в качестве наиболее многообещающего можно выделить смесь двух вышеупомянутых газов. Продемонстрированы преимущества и недостатки наиболее передовых каталитических систем, а именно носителей и активных компонентов, каждый из которых имеет большой потенциал для дальнейшего развития. Отдельно стоит отметить до сих пор не решенные

вопросы стабильного получения одноатомных катализаторов. В качестве наиболее перспективных же можно выделить катализаторы на основе неоксидных элементов, так как они имеют широкий спектр веществ для исследования, а также могут выступать как в качестве носителей, так и в качестве активных компонентов. ●

### Литература

1. Состояние каталитического пиролиза в Российской Федерации / И.О. Путинкин, А.В. Худобородова, А.М. Шефиев, Ф.Г. Жафаров // Нефтегазохимия. – 2020. – № 1. – С. 46–49.
2. Bimetallic CoCu-modified Pt species in S-1 zeolite with enhanced stability for propane dehydrogenation / Jie Zhou, Qingdi Sun, Yuhao Qin, Hao Liu, Peng Hu, Chao Xiong, Hongbing Ji, Journal of Colloid and Interface Science, Volume 663, 2024, Pages 94–102, ISSN 0021-9797, DOI: 10.1016/j.jcis.2024.01.204.
3. Lattice-Confined single cobalt atom in ZrO2 for propane non-oxidative dehydrogenation / Bohan Feng, Yicong Bao, Yuechang Wei, Dong Li, Jing Xiong, Zhen Zhao, Yunpeng Liu, Weiyu Song, Chunming Xu, Jian Liu, Chemical Engineering Science, Volume 307, 2025, 121349, ISSN 0009-2509, DOI: 10.1016/j.ces.2025.121349.
4. Metal organic frameworks as precursors for the manufacture of advanced catalytic materials / Lide Oar Arteta, Lide Oar-Arteta, Tim Wezendonk, Xiaohui Sun, Freek Kapteijn, Jorge Gascon, Materials Chemistry Frontiers, Volume 1, page 1709-1745, DOI: 10.1039/C7QM00007C.
5. MXenes: New Horizons in Catalysis / Angel Morales-Garcia, Federico Calle-Vallejo, Francesc Illas, ACS Catalysis 2020, 10, 22, 13487-13503 (Perspective), DOI: 10.1021/acscatal.0c03106.
6. Nanosheets-stacked Al2O3-flower anchoring Pt catalyst for intensified ethylene production from ethane dehydrogenation / Junwei Wu, Guofeng Zhao, Min Song, Huimin Wang, Yan Wei, Xuejiao Chen, Guanying Wang, Zifeng Yan, Fuel, Volume 329, 2022, 125381, ISSN 0016-2361, DOI: 10.1016/j.fuel.2022.125381.
7. Pt-based catalysts for direct propane dehydrogenation: Mechanisms revelation, advanced design, and challenges / Minglei Sun, Sixiang Zhai, Chenchen Weng, Haoyu Wang, Zhong-Yong Yuan, Molecular Catalysis, Volume 558, 2024, 114029, ISSN 2468-8231, DOI: 10.1016/j.mcat.2024.114029.
8. The advance in catalytic pyrolysis of naphtha technology using ZSM-5 as catalyst / Yuen Bai, Guohao Zhang, Dongyang Liu, Yuhao Zhang, Liang Zhao, Jinsen Gao, Chunming Xu, Qingfei Meng, Xuhui Gao, Applied Catalysis A: General, Volume 628, 2021, 118399, ISSN 0926-860X, DOI: 10.1016/j.apcata.2021.118399.
9. Theoretical Perspectives on the Modulation of Carbon on Transition Metal Catalysts for Conversion of Carbon-Containing Resources / Xingchen Liu, Jinjia Liu, Yong Yang, Yong-Wang Li, Xiaodong Wen, ACS Catalysis 2021, 11, 4, 2156-2181 (Review), DOI: 10.1021/acscatal.0c04739 Unraveling the role of single-atom metal dopant over CeO2 catalyst in tuning catalytic performance of ethane oxidative dehydrogenation / Yuan Zhang, Baojun Wang, Maohong Fan, Lixia Ling, Riguan Zhang, Chemical Engineering Journal, Volume 486, 2024, 150336, ISSN 1385-8947, DOI: 10.1016/j.cej.2024.150336.

KEYWORDS: catalytic pyrolysis, ethane raw materials, propane raw materials, pyrolysis catalysts, active components of pyrolysis catalysts, pyrolysis catalyst carriers.

# 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	5000 ₽	50 000 ₽
Печатная версия	5000 ₽	50 000 ₽



### Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки  
журнала Neftegaz.RU

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

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

Подписной индекс  
Урал Пресс 013265

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

# СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

## 25 лет успешного развития

**Мы точно имеем потенциал.  
Мы обязаны его реализовать.  
И мы его реализуем**

ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ, ОДИН ИЗ САМЫХ СУРОВЫХ РЕГИОНОВ СТРАНЫ, АРКТИЧЕСКИЙ ФАСАД РОССИИ. В ПЕРЕВОДЕ С НЕНЕЦКОГО НАЗВАНИЕ ЯМАЛ ОЗНАЧАЕТ «КРАЙ ЗЕМЛИ». С ДРЕВНИХ ВРЕМЕН ХОДИЛИ ЛЕГЕНДЫ О БОГАТСТВАХ ЭТИХ СЕВЕРНЫХ ЗЕМЕЛЬ. В 60-Х ГОДАХ ПРОШЛОГО СТОЛЕТИЯ НАЧАЛОСЬ ОСВОЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. БОЛЬШАЯ ЧАСТЬ РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОКАЗАЛАСЬ НА ТЕРРИТОРИИ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА. СЧИТАЕТСЯ, ЧТО НЕФТИ И ГАЗА ЗДЕСЬ В ТРИ РАЗА БОЛЬШЕ, ЧЕМ ВО ВСЕХ ОСТАЛЬНЫХ РЕГИОНАХ РОССИИ. ИМЕННО ЗДЕСЬ, В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ОСУЩЕСТВЛЯЕТ СВОЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ЯМАЛЬСКИЙ ФИЛИАЛ АО «СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ». ОПЫТНЫЙ И ЦЕЛЕУСТРЕМЛЕННЫЙ КОЛЛЕКТИВ ПРОФЕССИОНАЛОВ СПЕЦИАЛИЗИРУЕТСЯ НА РАЗВЕДОЧНОМ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ БУРЕНИИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ПРОТЯЖЕННАЯ ЗИМА, КОРОТКИЙ СВЕТОВОЙ ДЕНЬ, ПРОХЛАДНОЕ ЛЕТО И СИЛЬНЫЕ ВЕТРА – ВСЕ ЭТО СПОСОБСТВУЕТ ПРОМЕРЗАНИЮ ПОЧВЫ НА БОЛЬШУЮ ГЛУБИНУ. СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИНЫ ЗДЕСЬ ВЕДЕТСЯ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

*THE YAMALO-NENETS AUTONOMOUS OKRUG IS ONE OF THE HARSHTEST REGIONS OF THE COUNTRY AND IS THE ARCTIC FACADE OF RUSSIA. TRANSLATED FROM THE NENETS LANGUAGE, THE NAME YAMAL MEANS "THE EDGE OF THE EARTH". SINCE ANCIENT TIMES, THERE HAVE BEEN LEGENDS ABOUT THE RICHES OF THESE NORTHERN LANDS. IN THE 60S OF THE LAST CENTURY, THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS COMPLEX OF WESTERN SIBERIA BEGAN. MOST OF THE EXPLORED RESERVES OF NATURAL GAS WERE ON THE TERRITORY OF THE YAMALO-NENETS AUTONOMOUS OKRUG. IT IS BELIEVED THAT THERE IS 3 TIMES MORE OIL AND GAS HERE THAN IN ALL OTHER REGIONS OF RUSSIA. THE YAMAL BRANCH OF SIBERIAN SERVICE COMPANY JSC OPERATES HERE IN EXTREME CLIMATIC CONDITIONS. AN EXPERIENCED AND PURPOSEFUL TEAM OF PROFESSIONALS SPECIALIZES IN EXPLORATORY AND PRODUCTION DRILLING IN WESTERN SIBERIA. LONG WINTERS, SHORT DAYLIGHT HOURS, COOL SUMMERS AND STRONG WINDS - ALL THIS CONTRIBUTES TO THE FREEZING OF THE SOIL TO A GREAT DEPTH. THE CONSTRUCTION OF THE WELL HERE IS BEING CARRIED OUT IN THE CONDITIONS OF THE FAR NORTH*

Ключевые слова: Ямал, строительство скважин, бурение, Сибирская Сервисная Компания, кадры.

### Людмила Фризицкая

специалист по связям с общественностью, АО «Сибирская Сервисная Компания»

РЕКЛАМА

### Четверть века назад

На стыке тысячелетий, 1 февраля 2000 года, на базе Нефтеюганского, Стрежевского и Отраденского буровых предприятий с историей, уходящей в 50-е годы прошлого столетия, была создана Сибирская Сервисная Компания. Отечественное многопрофильное предприятие стало преемником колоссального опыта и традиций нескольких поколений буровиков. За четверть века пройден огромный путь.

За 25 лет Компания очень изменилась, начиная от технического оснащения и организации производственных процессов до бытовых условий проживания буровиков на объектах. Неизменными остались принципы работы ССК – это высочайшее качество предоставляемых услуг и соблюдение всех норм промышленной и экологической безопасности.

Сегодня Сибирская Сервисная Компания по праву считается лидером на рынке. ССК применяет инновационные решения, использует высокотехнологичное оборудование. У Компании собственный парк буровых установок, 95% из них оборудованы системой верхнего привода – это позволяет обеспечивать высокую точность бурения и безопасность работ.

### История создания Ямальского филиала

Среди подразделений ССК особое место занимает Ямальский филиал. История его создания началась в 2014 году. Тогда в рамках программы развития ССК в Стрежевском филиале была создана Ямало-Ненецкая экспедиция.

В ее состав вошли семь буровых бригад. Дополнительно было закуплено три новых буровых установки. Так начались работы по строительству скважин на Восточно-Таркосалинском месторождении и Олимпийском лицензионном участке Уренгойского месторождения. За два года спрос на услуги экспедиции вырос так, что возникла необходимость создать еще один филиал. Его назвали в честь округа – Ямальским. Туда перевели основной коллектив из Стрежевского филиала. Кроме этого, работники стали приезжать в Новый Уренгой со всей России, чтобы стать частью команды Сибирской Сервисной Компании.

### Бурим с уверенностью

Освоение месторождений в регионе характеризуется осложненными требованиями к технике, полевым работам. Нередко скважины бурятся в условиях частого поглощения бурового раствора, зон аномально низкого и высокого пластового давления.

«Ямальский филиал бурит в основном глубокие скважины, сложные по конструкции. Соответственно, парк буровых установок представлен в основном грузоподъемностью до 320 тонн. Все буровые установки укомплектованы современным оборудованием для работы в условиях Крайнего Севера, что позволяет работать в данном регионе и укладываться в договорные сроки по строительству скважин. Наши технологии позволяют в принципе работать с любой скважиной, поэтому со всеми геологическими сложностями мы успешно справляемся», – отметил заместитель директора по бурению Ямальского филиала АО «ССК» Иван Пинемасов. –

Буровые бригады Ямальского филиала неоднократно становились лидерами в периметре заказчиков. Могу с уверенностью сказать, что в данном регионе все специалисты, которые задействованы в бурении, являются универсальными».

Сергей Садуненко работает буровым мастером в Ямальском филиале АО «ССК» 15 лет. Рассказывает, что буровая – как живой организм. «Она наша кормилица. Мы очень бережно относимся к ней. И как мы будем за ней следить, такая и будет от нее отдача. Таких успехов и будем добиваться. Ответственность, ее всегда чувствуешь, она лежит на плечах. Но когда у тебя слаженная и сработанная буровая бригада, ничего не страшно, все выполнимо. В бурении никогда не бывает безвыходных ситуаций. Это я знаю точно. Поэтому для нас невыполнимых задач нет», – делится мастер.

### Ямальские рекорды

«В филиале трудятся порядка 700 человек, задействовано 12 буровых установок. Мы очень гордимся нашим персоналом. Компания стабильно занимает лидирующие позиции в рейтингах наших заказчиков. Нам доверяют важные и стратегические проекты», – отметил директор Ямальского филиала АО «ССК» Рамиль Бурганов.

В 2024 году на ежегодном смотре-конкурсе профессионального мастерства «Лучший по профессии» в периметре Компании среди вахт буровых бригад эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ два первых призовых места заняли ямальцы – бригада мастеров Валерия Антонова и Александра Колесникова. За высокое звание боролись семь команд. Они представляли Томский, Нефтеюганский и Ямальский филиалы.

«В чем наш успех? Дело в том, что мы работаем с заказчиком, у которого очень высокие требования. Им необходимо соответствовать. И мы делаем все от нас зависящее. Каждое утро проводим планерки, проговариваем все наши действия. И так день за днем, – рассказал **мастер вахтовой бригады Ямальского филиала АО «ССК» Валерий Антонов**. – Помогает, конечно же, и профессиональный опыт, накопленный годами. За столько лет работы в ССК становишься мастером своего дела». Также жюри отдельно отметило мастера буровой Ямальского филиала ССК Александра Колесникова в номинации «Технически грамотный подход».

2025 год буровики Ямальского филиала встретили новыми рекордами, продемонстрировав профессионализм, сплоченность и стабильность в работе. Ямальским филиалом была успешно построена самая глубокая скважина в истории ССК. Глубина эксплуатационной скважины № 6705 кустовой площадки № 4 Восточно-Таркосалинского месторождения составила 6186 метров, протяженность горизонтального ствола – 2000 метров. Работы по строительству скважины выполнялись буровой бригадой под руководством мастера Алексея Огурцова с опережением графика.

«Уникальность ССК в том, что она способна решать все задачи, которые перед ней ставит заказчик. Где бы, когда бы, что бы ни потребовалось, ССК на высоком уровне и высоким качеством отреагирует на все запросы наших заказчиков», – прокомментировал **член совета директор АО «ССК» Валерий Рогожкин**.

## Главный актив компании – люди

Сегодня, как и 25 лет назад, трудиться в ССК, быть ее частью команды – престижно. Самая большая наша гордость в Компании – это люди. Сотрудники АО «ССК» – это высококвалифицированные специалисты.

«Наши работники, великие профессионалы, энтузиасты. Они активно занимаются разработкой и внедрением новых технологий бурения скважин, улучшением качества предоставляемых услуг, работают над снижением затрат», – отметил **заместитель генерального директора по экономике и финансам АО «ССК» Дмитрий Сергиенко**. Тем самым они не только планомерно повышают уровень профессионализма, но и увеличивают эффективность Компании.

**Менеджер по супервайзингу Ямальского филиала АО «ССК» Сергей Поженко** награжден Почетной грамотой АО «ССК»:

– Свою работу я люблю как раз за ее нестандартность и непредсказуемость. На буровой каждый день возникают новые задачи, которые необходимо оперативно решать. И здесь как раз ценен багаж теоретических знаний и опыт, который помогает решать проблемы и достигать значительных финансовых результатов. По окончании вахты я всегда подвожу черту, анализирую, и когда понимаю, что справился, а это в 99% случаях, – я очень доволен.

## Безопасность превыше всего

Особые условия работы требуют серьезного внимания к технике безопасности и охране труда.

Многие годы основополагающими принципами работы Сибирской Сервисной Компании являются соблюдение норм промышленной безопасности и охраны труда, забота об окружающей среде, высокая социальная ответственность. На каждом объекте, где работает Ямальский филиал, обязательно присутствует специалист по охране труда, который на месте отслеживает соблюдение всех норм безопасности.

«Наша задача, чтобы люди вернулись домой здоровыми и счастливыми. Мы индивидуально подходим к каждому сотруднику, прорабатывая вопросы в области охраны труда, промышленной безопасности, экологической, пожарной безопасности. В нашей компании разработана система поощрения по выявлению рисков на рабочем месте. Также мы ежегодно участвуем в конкурсе Лучшее структурное подразделение по охране труда, промышленной безопасности и экологии. Самое главное в нашей работе это наши люди», – рассказал **ведущий специалист по охране труда Ямальского филиала АО «ССК» Айнура Ахунов**.

## Социальные гарантии

Люди – главная ценность ССК. Компания ценит каждого сотрудника и создает для него комфортные условия. Образовательные программы для молодых специалистов, программы по развитию кадрового резерва, профессиональные конкурсы позволяют постоянно повышать квалификацию всего коллектива.

**Заместитель директора по персоналу Ямальского филиала АО «ССК» Винера Султанова**:

– Отрадно осознавать, что на протяжении всего времени, а это ни много ни мало 25 лет,

ССК занимает лидирующие позиции среди российских нефтесервисных предприятий. Во всех подразделениях компании, будь то бурение, цементирование, вышкомонтажные работы и т.д. – это коллективный труд, где один за всех и все за одного. Это как часовой механизм, где каждый болтик, шестеренка на своих местах, так же и у нас: каждый работник знает, что от его качества работы зависит результат всего коллектива. Мы гордимся тем, что в Сибирской Сервисной Компании один из лучших социальных пакетов в данном сегменте. Кроме того, ССК поддерживает и помогает престарелым, инвалидам, детским домам, хосписам, спортивным клубам, творческим коллективам. Созданный ССК комплекс социальных мер поддержки, условия работы ценятся сотрудниками. В Компании работает множество патриотов, отдавших любимому делу более десяти, пятнадцати и двадцати пяти лет!

## Элита российского нефтесервиса

Эффективная работа, профессионализм, ориентация на новые технологии позволяют АО «ССК» сохранять свои лидерские позиции. Это подтверждают многочисленные награды и признание крупнейших нефтегазовых предприятий России. К 25-летию со дня основания Компании 84 сотрудника Ямальского филиала АО «ССК» получили высокие министерские, отраслевые, региональные и корпоративные награды, в том числе награды от заказчиков и партнеров.

**Буровой мастер Марс Закеев**, работающий в Компании со дня ее основания, награжден Почетным

званием Министерства энергетики Российской Федерации «Почетный нефтяник»:

– В бурении самая крепкая мужская дружба. Сам я из бурового поселка, мой отец был буровик, сын пошел по моим стопам и окончил Уфимский государственный нефтяной технический университет и работает в нефтегазовой отрасли. С детства видел, какой это тяжелый труд нефтяника. По своему опыту могу сказать, что среда, где ты родился и вырос, пример семьи формируют характер человека. И можно точно сказать, останется ли человек в отрасли или полевые трудности его сломают.

Благодарности Министерства энергетики РФ был удостоен электрогазосварщик цеха по ремонту и обслуживанию бурового оборудования Сергей Александрович. Памятным почетным знаком «За освоение недр Западной Сибири» отмечен мастер буровой Аркадий Сафронов. Почетную Грамоту Союза Нефтегазопромышленников России получил **начальник смены диспетчерской группы Валерий Пересунько**:

– Больше 40 лет я проработал в бурении. Молодой был, захотелось романтики. Приехал вместе с другом по комсомольской путевке из армии сразу в Стрежевское управления буровых работ, в солдатской шинели. Начинать с помощника бурильщика. Был старшим мастером КРС, начальником смены. 16 лет отработал в поле. Раньше думал, что главное в нашем деле практика, чтобы своими руками все попробовать. Сейчас понимаю, что институт все-таки желательно закончить, хотя бы заочно. И молодежь на это настраиваю.

Я по сей день учусь, только уже у молодежи. Они сейчас более продвинутые в айти-технологиях. Для меня и моей семьи ССК – это благополучие. Это моя жизнь. Это родная для меня Компания.

Благодарностью Союза Нефтегазопромышленников России награждена ведущий специалист одела главного механика Наталья Холодова. Благодарственное письмо Администрации города Новый Уренгой получили мастер буровой Александр Огурцов и заместитель директора по бурению Иван Пинемасов.

«Тысячи сотрудников навсегда связали свою жизнь с ССК, для многих из нас она стала второй семьей. Все эти годы мы честно и много работали, всегда держали свое слово. Вместе решали сложнейшие задачи, преодолевали трудности, год от года становились мудрее, сильнее, опытнее, успешнее. И это наш с вами путь. Наша с вами история, написанная каждым из вас. Мы благодарим наших ветеранов, которые передали свой бесценный многолетний опыт и знания. И я надеюсь, что вы вместе с нами гордитесь успехами Сибирской Сервисной Компании», – поздравил коллектив **директор Ямальского филиала АО «ССК» Рамиль Бурганов**.

За плечами Сибирской Сервисной Компании 25 лет успешных решений на благо энергетической безопасности России. Впереди – новые перспективы и новые достижения. Но неизменными остаются главные принципы: надежность в партнерстве, качество в работе, уверенность в будущем. ●

KEYWORDS: *Yamal, well construction, drilling, Siberian Service Company, personnel.*

# ЖИДКОСТЬ ГЛУШЕНИЯ:

## влияние на динамику изменения дебита скважин низкопроницаемого карбонатного коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения

ГЛУШЕНИЕ – ОДИН ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОСВОЕНИЯ И РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ. ОДНОЙ ИЗ ОСНОВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРОВЕДЕНИЯ ГЛУШЕНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОПТИМАЛЬНЫЙ ВЫБОР ЖИДКОСТИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАБОТ, ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ И ПОДДЕРЖАНИЯ ТЕКУЩИХ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ. ОДНАКО В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НЕРЕДКО НАБЛЮДАЮТСЯ ПРОЦЕССЫ, ПРИВОДЯЩИЕ К КОЛЬМАТАЦИИ СТенок ПЗП, ЗАКУПОРКЕ ПОР КАВЕРН И ТРЕЩИН ТВЕРДЫМИ И ПЛОХО РАСТВОРИМЫМИ СОЕДИНЕНИЯМИ, КОТОРЫЕ ВЕДУТ К РОСТУ СКИН-ЭФФЕКТА И СНИЖЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН. ОДНОЙ ИЗ ПРИЧИН ПАДЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЯВЛЯЕТСЯ ПОДБОР ЖГС, НЕ СООТВЕТСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ ПЛАСТА, НЕ ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ МАКСИМАЛЬНОЕ ПРОТИВОДАВЛЕНИЕ НА ПЛАСТ, А ТАКЖЕ ОКАЗЫВАЮЩИМ ВЛИЯНИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН. В ПРЕДСТАВЛЕННОЙ РАБОТЕ АВТОРОМ БУДЕТ ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЗП ЖГС, А ТАКЖЕ ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ ДОБЫЧИ УВ

*KILLING IS ONE OF THE MOST IMPORTANT PROCESSES DURING DEVELOPMENT AND REPAIR WORK IN WELLS. ONE OF THE MAIN FEATURES OF KILLING IS THE OPTIMAL CHOICE OF FLUID FOR PERFORMING WORK, TO PRESERVE THE NATURAL PERMEABILITY OF THE BOTTOMHOLE ZONE AND MAINTAIN CURRENT PRODUCTION LEVELS. HOWEVER, DURING WELL OPERATION, PROCESSES ARE OFTEN OBSERVED THAT LEAD TO COLMATATION OF THE BZP WALLS, CLOGGING OF CAVERN PORES AND CRACKS WITH SOLID AND POORLY SOLUBLE COMPOUNDS, WHICH LEAD TO AN INCREASE IN THE SKIN EFFECT AND A DECREASE IN WELL PRODUCTIVITY. ONE OF THE REASONS FOR THE DECLINE IN DEVELOPMENT INDICATORS IS THE SELECTION OF LIQUID GAS MIXTURES THAT DO NOT CORRESPOND TO THE GEOLOGICAL CONDITIONS OF THE FORMATION, DO NOT PROVIDE MAXIMUM BACK PRESSURE ON THE FORMATION, AND ALSO AFFECT THE RESULTS OF GEOPHYSICAL AND HYDRODYNAMIC STUDIES OF WELLS. IN THE PRESENTED WORK, THE AUTHOR WILL ANALYZE THE REASONS FOR THE DECREASE IN THE PERMEABILITY OF THE BZP LIQUID GAS MIXTURES, AND GIVE RECOMMENDATIONS FOR PREVENTING LOSSES IN HYDROCARBON PRODUCTION*

Ключевые слова: глушение скважин, карбонатный коллектор, трещиноватость, призабойная зона, кольматация, проницаемость.

**Степанов  
Руслан Илдарович**

аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет

Глушение – это технологический процесс, в результате которого создается противодавление на пласт и происходит прекращение поступления притока из пластового флюида. Глушение проводится перед подземным ремонтом скважины, или при проведении замены устьевого оборудования [1]. Процесс глушения является

одним из основных процессов при проведении освоения и ремонте скважин, оставаясь неотъемлемой частью разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Эффективность эксплуатации скважин сильно зависит от типа и состава применяемой жидкости глушения [2].

Процесс глушения характеризуется основными параметрами, требуемыми при проведении мероприятия, а именно плотностью и объемом, рассчитываемым при помощи выражений:

$$\rho_{ж.г.} = 1,05 \cdot \frac{P_{изб} + P_{заб}}{H} \cdot 9,8 \cdot 10^{-6}, \quad (1)$$

где  $P_{заб}$  – забойное давление, создаваемое столбом использованной жидкости глушения, МПа;  $P_{изб}$  – давление на буфере скважины, МПа;  $H$  – расстояние от устья скважины до верхних дыр перфорации по вертикали, м.

Объем глушения мы можем определить с применением выражения:

$$V_{ж.г.} = (V_{ЭК} - V_{НКТ} - V_{ШТ}) \cdot 1,1, \quad (2)$$

где  $V_{ЭК}$  – внутренний объем эксплуатационной колонны, м<sup>3</sup>;  $V_{НКТ}$  – объем жидкости, вытесняемый металлом НКТ, м<sup>3</sup>;  $V_{ШТ}$  – объем, вытесняемый металлом штанг, м<sup>3</sup>.

Жидкости глушения, применяемые при ремонтных работах, характеризуются повышенной вязкостью, тампонирующей способностью, не должны оказывать негативное влияние на коллекторские свойства продуктивных пластов, не образовывать осадки и отложения при контакте со скважинной жидкостью, удовлетворять современным требованиям охраны труда и промышленной безопасности и т.д. [3].

Согласно требованиям, жидкость глушения должна:

- Иметь плотность, достаточную для обеспечения необходимого противодавления, на флюидосодержащие пласты.
- Обеспечивать максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта.
- Быть химически инертной к горным породам, которые составляют коллектор.
- Быть совместимой с пластовыми флюидами.
- Исключать необратимую кольматацию пор пласта твердыми частицами.
- Иметь фильтрат, обладающий ингибиторными воздействиями на глинистые частицы, предотвращая набухание при любом значении рН пластовой воды.

- Исключать образование водных барьеров и способствовать гидрофобизации поверхности и снижению капиллярных давлений в поровом пространстве коллектора за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения – углеводородный пластовый флюид».
- Быть негорючей, взрыво- и пожаробезопасной, нетоксичной.
- Обладать низким коррозионным воздействием на металл обсадных труб и скважинное оборудование (скорость коррозии стали не должна превышать 0,1...0,12 мм/год).
- Быть термостабильной в диапазоне рабочих температур.
- Обладать достаточной морозостойкостью (не кристаллизоваться) на поверхности в зимних условиях.
- Содержать нейтрализатор сероводорода, при использовании на месторождениях с наличием сероводорода.
- Быть технологичной в приготовлении и использовании.
- Иметь технологические свойства, регулируемые введением совместимых друг с другом реагентов.
- Обладать рецептурой, позволяющей регулировать вязкие и структурно-механические свойства с целью предотвращения поглощения продуктов продуктивным пластом, введением совместимых друг с другом реагентов.
- Иметь температуру при закачке выше 0 °С.

При этом жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода, общее содержание механических примесей не должно превышать 0,1 г/л, жидкость не должна быть приготовлена на основе технической или пластовой воды, загрязненной примесями минеральных и синтетических веществ и нефтью.

В процессе эксплуатации нередко наблюдается тенденция к постепенному снижению основных технологических показателей разработки, а именно дебита скважин, приемистости нагнетательных скважин, роста обводненности продукции и коэффициента

продуктивности [4]. Жидкость глушения вступает в контакт с продукцией, которая поступает из скважины, контактирует с минералами продуктивного резервуара, технологическими жидкостями, поверхностью насосно-компрессорных труб, обсадных и эксплуатационных колонн, элементов электроцентробежных насосов (УЭЦН), что приводит к ухудшению ФЕС ПЗП [5]. Жидкость глушения содержит фильтрат, который проникает в призабойную зону скважин, что приводит к снижению фильтрационно-емкостных свойств, а также повреждению продуктивного пласта [6]. Жидкости глушения, которые применяются при проведении ремонтных работ, используются для предотвращения поступления пластовых флюидов в ствол скважины. Основными механизмами, которые способствуют появлению поврежденной продуктивной зоны, являются: проникновение твердых частиц в трещины, каверны и поровое пространство породы, набухание содержащихся в породе глинистых минералов, несовместимость фильтрата с пластовыми флюидами [7]. Также к факторам негативного влияния жидкости глушения мы можем отнести закупорку поровых каналов взвешенной твердой фазой, набухание и дисперсия содержащихся в карбонатном коллекторе глинистых минералов, входящих в том числе в поры, трещины, каверны, набухание пластовых глин, сужение объема мелких пор (капилляров), закупорка пространства пор в прискважинной зоне в результате проникновения твердой фазы из жидкости глушения, размещение в поровых каналах породы тонкодисперсных частиц [8]. Закупорка твердыми частицами происходит по причине набухания и миграции глинистых минералов, поскольку глинистые минералы (смектит, каолинит, монтмориллонит) и прочие тонкодисперсные частицы могут удерживаться на поверхности пор самыми различными силами, а именно силами Лондона, Ван-дер-Ваальса, электростатическими, гидродинамическими, гравитационными и силами отталкивания Борна. Они могут приводиться в движение при изменении потоков флюидов или же наличием химически несовместимых флюидов [9].

УДК 622.276

Также одним из механизмов повреждения продуктивного пласта мы можем считать выпадение из раствора жидкости глушения нерастворимых солей или коллоидально-взвешенных частиц при смешении жидкостей для проведения капитального ремонта скважин.

Основной задачей, которая стоит перед специалистами-нефтяниками, является снижение негативного влияния жидкости глушения на коллекторские свойства пород призабойной зоны пласта. Продуктивность скважин и параметры их работы зависят от степени повреждения продуктивного пласта, а также характера взаимодействия фильтратов с породами и минералами коллектора [10]. Повреждение призабойной зоны в процессе контакта жидкости глушения характеризуется скин-фактором, который описывается следующим выражением:

$$S_{cf}(\theta) = C_1 \exp[C_2(\theta)r_{cd}], \quad (3)$$

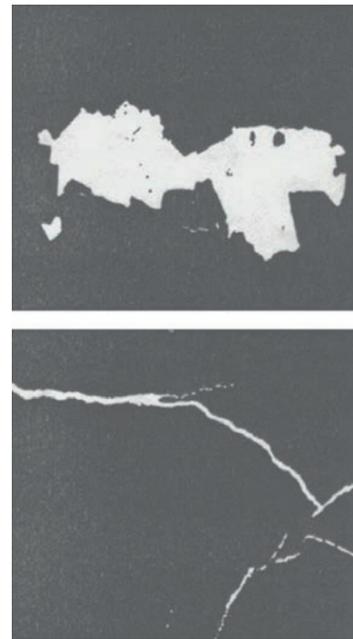
где  $C_1$  и  $C_2$  – коэффициенты;  
 $\theta$  – фазовый угол, град;  
 $r_{cd}$  – радиус скважины, м.

### Влияние жидкости глушения на коллекторские свойства Юрубчено-Тохомского месторождения

Юрубчено-Тохомское месторождение обладает рифейским сложно построенным резервуаром, с наличием естественной трещиноватости и зон повышенной кавернозности, микро- и макротрещинами, а также пустотами выщелачивания [11]. На рисунках 1 и 2 приведены модель пустотного пространства и емкостная модель рифейского карбонатного коллектора по К.И. Багринцевой [12]. При глушении скважин Юрубчено-Тохомского месторождения специалисты нередко сталкиваются с осложнениями, а именно наличием высокого газового фактора, рисками возникновения ГНВП и открытого фонтанирования.

В процессе разработки и эксплуатации столь уникального месторождения наблюдается интенсивное воздействие на ПЗП разного рода технологических

РИСУНОК 1. Морфология пустотного пространства рифейского резервуара (Юрубчено-Тохомское месторождение)



жидкостей, а именно проникновение твердой и жидкой фазы жидкости глушения в поровое пространство породы. Это приводит к колюматации поровых каналов в условиях трещиноватой среды.

РИСУНОК 2. Емкостная модель рифейского продуктивного резервуара коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения по К.И. Багринцевой

Образец № 8665

Месторождение Юрубченское, скв. 61, гл. 2332,4 – 2340,0 м  
 Состав породы: доломит мелкозернистый с прожилками тонко-мелкозернистого, слоистый, трещиноватый

Емкость трещин – 1,1 %

Проницаемость (мД): I – 0,01; II – 4,15; III – 2,92

Поверхностная плотность трещин (см/см<sup>2</sup>):

I	II	III	IV	V	VI	сред.
0,06	0,25	0,62	0,46	0,45	0,20	0,36

Раскрытость трещин (мкм): мин. – 5; макс. – 25; ср. – 10; фильт. – 10 →

ТАБЛИЦА 1. Показатели разработки рифейского коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения

Скв №	Дебит планируемый, м <sup>3</sup> /сут	Дебит после глушения, м <sup>3</sup> /сут	Козффициент продуктивности после глушения, м <sup>3</sup> /с/МПА	Скин-фактор
N-560	90	45	112	0
N-972	87	39	432	-3,5
N-234	69	35	678	-1,5
N-753	112	88	198	-0,8
N-367	176	111	90	-2,8
N-567	99	45	311	-4,5
N-789	92	32	765	-2,7
N-990	105	68	355	-1,4

Чем больше величина глубины колюматации призабойной зоны, тем интенсивнее наблюдается снижение проницаемости резервуара и падает производительность скважин, что приводит к потере технологических параметров работы скважин. Трещиноватость рифея создает дополнительные проблемы, чаще всего связанные с прорывом газовой шапки, что ведет к подтягиванию воды к забою скважин [13]. В карбонатном коллекторе Юрубчено-Тохомского месторождения наблюдается низкий охват пласта, гидрофобность резервуара, высокая неоднородность коллекторских свойств, сложное строение трещинного и пустотного пространства, что относится к факторам успешного глушения скважины. Колюматация призабойной зоны, каверн, трещин, микро- и макротрещин, пустотного пространства, изменение смачиваемости коллектора, образование водного барьера, эмульсионного блока, наличие нерастворимых осадков, парафиновое засорение, поглощение пластом жидкости глушения являются основными причинами снижения коллекторских свойств призабойной зоны скважин в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения.

При выборе составов для глушения каверново-трещинного карбонатного коллектора важно не допустить понижение продуктивности и дебита добывающих скважин. Взаимодействие жидкости глушения с минералами и породой призабойной зоны чаще всего происходит на репрессии, что

ведет к проникновению жидкости глушения в ПЗП в условиях, когда забойное давление превышает пластовое. Это ведет к закупорке пор твердыми частицами, образованию нерастворимых осадков, увеличению глубины колюматации, что негативным образом отражается на коллекторских свойствах пласта, ведущее к интенсивному снижению коэффициента продуктивности добывающих скважин и коэффициента приемистости нагнетательных скважин [14]. Учитывая сложное строение продуктивного резервуара, наличие газовой шапки, естественной трещиноватости и кавернозности и трудноизвлекаемых запасов, требуется применение современных способов глушения скважин, которые позволяют сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта. В таблице 1 приводятся показатели разработки рифейской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения.

### Предлагаемые способы глушения карбонатного коллектора для восстановления фильтрационно-емкостных свойств ПЗП

Для глушения скважин месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам, в частности рифейской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения, находят применение жидкости глушения, основанные на использовании растворов полимеров.

Применение полимеров в условиях карбонатного коллектора снижает интенсивность поглощения жидкости глушения, что позволяет сохранить естественные величины пористости и проницаемости продуктивного резервуара [15]. Чаще всего для Юрубчено-Тохомского месторождения широкое применение находят вязкоупругие составы, а также полимеры полисахаридной, карбоксиметилцеллюлозной, полиакриловой, полиакриламидной основы для препятствия снижению коллекторских свойств в ПЗП вследствие воздействия жидкости глушения. Для большего эффекта от проведенного мероприятия применяются различного рода загустители, а именно крахмалы, полисахариды, которые выведены из картофеля и риса КМЦ, это производные целлюлозы, которые различаются по степени полимеризации, концентрации и чистоты, поскольку КМЦ менее чувствительна к интенсивному температурному воздействию и не подвергается ферментации [16].

Для карбонатного коллектора очень перспективной технологией является применение вязкоупругих составов (ВУС). Закачка ВУС происходит чаще всего с применением пароотсекателей. Применение вязкоупругого состава исключает проникновение жидкости глушения в продуктивный пласт, сохраняя естественную величину проницаемости карбонатного коллектора, препятствует снижению фильтрационных свойств микро- и макротрещин и высокоемких каверн, что в дальнейшем препятствует потере исходного потенциала добывающих и нагнетательных скважин.

Глушение карбонатного коллектора перед проведением ремонтных работ характеризуется наличием зон аномально низкого пластового давления (АНПД) и аномально высокого пластового давления (АВПД). Для глушения данного типа коллектора не менее актуальным является применение пен в качестве материала для глушения. Глушение пенами применяется для предотвращения интенсивного загрязнения призабойной зоны скважин [17]. Чаще всего на практике применяются двух- и трехфазные пены. Наиболее актуально это для скважин, обладающих низкой величиной пластового давления. Применение методики глушения пенами позволяет в полной мере снизить или полностью устранить оказываемую репрессию на продуктивный пласт путем проведения регулирования пены и ее плотности, снижения интенсивности поглощения продуктивным пластом жидкости глушения при помощи регулирования структурно-механических свойств пены. Тем самым удается добиться максимально возможного сохранения естественной проницаемости продуктивного резервуара, снизить негативное влияние жидкости глушения на пласт, предотвратить поглощение жидкости глушения пластом. Чаще всего в качестве пен выступает высокодисперсная твердая фаза. Пены обладают закупоривающими свойствами и низкой водоотдачей, что влечет снижение проникновения фильтрата в продуктивный пласт.

Наиболее применяемым в условиях карбонатного коллектора является глушение водными растворами минеральных солей, которые не содержат в своем составе твердой фазы [18]. Для глушения минеральными солями необходимо учитывать разного рода параметры, а именно температуру замерзания, коррозионную стойкость, совместимость с пластовыми жидкостями, необходимую плотность применяемого раствора. Наибольшее распространение получили методики глушения с применением хлорида натрия. Также для глушения применяются электролиты, а именно CaBr<sub>2</sub> (бромид кальция), NaBr (бромид натрия), ZnBr<sub>2</sub> (бромид цинка),

K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (карбонат калия), NH<sub>4</sub>Cl (хлорид аммония), KCl (хлорид калия). Применение в качестве глушения минеральных солей препятствует проникновению фильтрата в продуктивный пласт, что ведет к сохранению фильтрационно-емкостных свойств.

## Заключение

Таким образом, в ходе проведенной работы было установлено что жидкость глушения может оказывать негативное влияние на коллекторские свойства пород призабойной зоны пласта, что приводит к снижению ее естественной проницаемости, росту скин-эффекта и снижению производительности скважин. В условиях карбонатного коллектора рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения для контроля параметров работы скважин нагнетательного и добывающего фонда в качестве жидкостей глушения требуется применение пен, позволяющих сохранить коллекторские свойства пластов, а также вязкоупругих составов, что препятствует проникновению фильтрата в призабойную зону. Применение вышеперечисленных способов глушения позволяет минимизировать негативное влияние на параметры работы скважин, что в дальнейшем позволяет снижать количество бездействующего фонда скважин, увеличивать эффективность проведения промыслово-геофизических, гидро- и газодинамических исследований скважин и получать высокие показатели разработки месторождения. ●

## Литература

1. Рябоконе С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконе. – Изд. 2-е, доп. и перераб. – Краснодар: [Б.И.], 2009. – 338 с.
2. Рябоконе С.А., Вольтере А.А., Сурков А.Б., Глушенко В.Н. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта // Сер. Нефтепро-мысловое дело. – М.: ВНИИОЗГО, 1989. – 44 с.
3. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под. ред. У. Лайонза и Г. Плизга. – Пер с англ. – СПб: Профессия. 2009. – С. 952.
4. Шайдуллин В.А., Никулин В.Ю., Вахрушев С.А., Ахмеров Р.И., Якупов Р.Ф., Даутов Р.З. Особенности глушения скважин в условиях карбонатного коллектора и высокого газового фактора // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 3. С. 69–80.

5. Гумеров Р.Р., Емаров Д.С., Гвритишвили Т.Т., Кашапов Р.Р., Журкевич А.О. Факторы, влияющие на эффективность технологических составов глушения скважин в трещинопоровых карбонатных коллекторах Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):133-139.
6. Черных В.И., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Новый взгляд на учет минерального состава карбонатных коллекторов при глушении скважин: экспериментальные исследования // Записки горного института. 2024. Т. 270. С. 893–903.
7. Мардашов Д.В., Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород коллекторов // Записки горного института. 2021. Т. 251. С. 66–67.
8. Исламов Ш.Р. Обоснование технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтном в условиях трещинопоровых карбонатных коллекторов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. «Санкт-Петербургский горный университет. Санкт-Петербург. 2020. С. 151.
9. Бриджерс, К.Л. Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин / К.Л. Бриджерс. – М.: Институт компьютерных исследований, 2016. – 236 с.
10. Насыров, А.М. Освоение и глушение нефтяных скважин: учебное пособие / А.М. Насыров, С.Ю. Борхович, О.Н. Барданова. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 264 с. ил., табл.
11. Степанов Р.И., Прокатьев Е.В. Обзор методов выделения параметров зон трещиноватости при оценке фильтрационных свойств трещин с учетом геолого-геофизических данных сложно построенного рифейского карбонатного коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 11 (671). – С. 15–26.
12. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. К.И. Багринцева. – М. РГУ. 1999 (II). – С. 285.
13. Стабилизация энергетического состояния пласта путем балансировки отборов нефти и газа из газовой шапки в условиях карбонатного каверново-трещинного коллектора Юрубченской залежи / П.Е. Кошманов, Ф.А. Исбир // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 5. С. 80–83.
14. Игнатьев К.В. Особенности глушения скважин при подземном ремонте в условиях карбонатных коллекторов / К.В. Игнатьев, А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов и др. // Материалы III Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: АГНИ, 2018. – С. 53–56.
15. Глушенко В.Н. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глушенко, М.А. Силин. – М. Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 3. – 650 с.
16. Жидкости и технологии глушения скважин: учебное пособие / Л.А. Паршукова, В.П. Овчинников, Д.С. Леонтьев. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 96 с.
17. Козлов Е.Н. Исследования составов для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором // Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 57–61.
18. Нефтепромысловая химия: каталог технологий ЗАО «ХимЕкоГАНГ». – М.: ЗАО «ХимЕко-ГАНГ», 2015. – 75 с.

KEYWORDS: well jamming, carbonate reservoir, fracturing, bottom-hole zone, colmatation, permeability.

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

## Газпром увеличивает поставки газа в Европу с 1 мая 2015 г. на 5%

А. Миллер договорился с главой Wintershall P. Зееле об увеличении поставок газа в Европу с 1 мая 2015 г. На 30 апреля заявка на прокачку топлива составляла 119 млн м<sup>3</sup>, на 1 мая – уже 125 млн м<sup>3</sup> газа. Важную роль



в повышении надежности экспорта играют прямые газотранспортные маршруты, в частности газопровод «Северный поток». В данном контексте стороны подчеркнули важность получения полного доступа к транзитным мощностям газопровода OPAL.

## • Комментарий Neftegaz.RU

В 2017 году, после отмены запрета на использование 40% мощностей OPAL, загрузка трубопровода выросла более чем на четверть за счет сокращения транзита газа по территории Украины. В 2019 году Евросоюз попросил «урезать» объем газа из России. В августе 2022 года в связи с ремонтом единственной оставшейся турбины на компрессорной станции «Портовая» «Газпром» прекратил поставки. По сообщению компании, прокачку топлива должны были возобновить 3 сентября в объеме 33 млн м<sup>3</sup> в сутки, что составляет 20% от мощности газопровода, это спровоцировало рост цен на газ до 3000 долл. за м<sup>3</sup>. 26 сентября зафиксировано резкое падение давления в газопроводах «Северный поток» и «Северный поток-2».



Оператор проекта Nord Stream AG сообщил, что авария произошла на всех трех нитях одновременно.

## К 2025 г. стоимость барреля нефти не будет превышать 76 долларов за баррель

12 мая 2015 г. стал известен прогноз ОПЕК, согласно которому к 2025 г. стоимость барреля нефти не поднимется выше 76 долл. за барр., даже если ситуация будет развиваться по оптимистичному сценарию. В ОПЕК опасаются, что нефтегазовые компании США смогут удержать объемы добычи на нынешнем уровне. Также была дана рекомендация странам-членам ОПЕК вернуться к жесткой системе квот на добычу нефти.

## • Комментарий Neftegaz.RU

В текущем 2025 году нефть, действительно, колеблется в предсказанных пределах, на ближайшую перспективу аналитики прогнозируют диапазон цены в 60–80 долл за барр. Она опускалась



до 20 долл за барр в 2020 году и поднималась выше 100 долл за барр в 2022 г., но взлеты и падения цены были в самой наименьшей степени связаны с объемами добычи в США. В частности, в 2025 году к факторам, оказывающим наиболее сильное влияние на нефтяные котировки,

следует отнести планы ОПЕК по наращиванию добычи нефти, пошлины, введенные Д. Трампом, эскалацию торговой войны США и Китая и геополитическую напряженность на Ближнем Востоке

## Газпром начал эксплуатационное бурение на нефть на Чаяндинском месторождении в Якутии

8 мая 2015 года на НГКМ началось бурение эксплуатационных скважин для опытно-промышленной разработки нефтяной оторочки. В рамках ОПР уточняются геолого-физические, добычные и другие характеристики залежи. Чаяндинское месторождение разрабатывается в рамках ГТС «Сила Сибири». Начало добычи газа запланировано на конец 2018 г.

## • Комментарий Neftegaz.RU

В сентябре 2022 года на Чаяндинском месторождении запустили новый производственный комплекс. Планировалось, что ежегодно будет поставляться 1,9 млн тонн нефти, а из нефтяных оторочек будет добываться 2,2 млрд м<sup>3</sup> газа. Тогда же на Чаяндинском месторождении ввели в эксплуатацию второй компрессорный цех Центральной дожимной компрессорной станции. В 2023 г. включили в работу новые кусты газовых скважин и завершили строительство установки предварительной подготовки газа № 4. В марте 2024 г. на промысле запустили первую кустовую площадку, обеспечивающую загрузку УКПГ № 4 и выход месторождения на проектную мощность в 25 млрд м<sup>3</sup> газа. Весь указанный объем отправится через МГП «Сила Сибири» на Амурский ГПЗ и на экспорт в Китай. ●



# ЭЖЕКЦИОННАЯ ОЧИСТКА СКВАЖИН по технологии «труба в трубе»

НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА СКВАЖИНЫ ЗАГРЯЗНЯЕТСЯ. ПРИ ВЫСОКОМ ПЛАСТОВОМ ДАВЛЕНИИ ЭТА ПРОБЛЕМА РЕШАЕТСЯ ПРОМЫВКОЙ СТВОЛА СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ. ОДНАКО ДЛЯ РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ ТАКАЯ МЕТОДИКА НЕ ПОДХОДИТ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ СПЕЦИАЛИСТЫ В ОБЛАСТИ НЕФТЕСЕРВИСА?

AT THE LATER STAGES OF FIELD DEVELOPMENT, THE PRODUCTION WELL CASING BECOMES CLOGGED. AT HIGH RESERVOIR PRESSURE, THIS PROBLEM IS SOLVED BY FLUSHING THE HORIZONTAL WELLBORE OR INSTALLING FLEXIBLE TUBING, BUT THIS TECHNIQUE IS NOT SUITABLE FOR WORKING IN FORMATIONS WITH ABNORMALLY LOW RESERVOIR PRESSURE. WHAT SOLUTIONS DO MODERN DEVELOPERS OFFER?

Ключевые слова: аномально низкое пластовое давление, эжекционная очистка, месторождения на поздней стадии разработки, очистка скважин, эксплуатационная колонна.

**Воин Олег Викторович**  
руководитель инженерно-технического центра «ФракДжет-Волга»

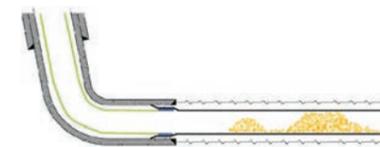
## Проблемы при промывке горизонтальных стволов от песчано-проппантных пробок

Многие месторождения России находятся на поздних стадиях разработки. В процессе работы скважин в эксплуатационную колонну из продуктивного пласта попадает песок или проппант от гидроразрыва

пласта (ГРП), и зачастую возникают проблемы с их извлечением из скважин.

В то время как в вертикальных и наклонно-направленных скважинах скорости потока пластового флюида обычно достаточно для выноса песка, в горизонтальном стволе часто происходит скопление песчаных и/или проппантных фракций, что препятствует потоку пластового флюида из нижележащей части (рисунок 1).

РИСУНОК 1. Скопление песчаных и/или проппантных фракций в горизонтальном стволе



При этом значительно снижается дебит скважины, а кроме того, из-за увеличенной депрессии на верхнюю часть горизонтального ствола, возможен прорыв пластовой воды или газа, что потенциально грозит полным выводом скважины из эксплуатации.

При высоком пластовом давлении в продуктивном пласте не составляет труда провести промывку горизонтального ствола с помощью бригады капитального ремонта скважин (КРС) или установки гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Однако по мере эксплуатации скважины и при недостаточном количестве скважин нагнетательного фонда наблюдается снижение пластового давления. Одним из показателей, который указывает на снижение пластового давления, считается коэффициент аномальности (Ка). Ка – это отношение текущего пластового давления (замеренного или расчетного) в скважине к нормальному (гидростатическому) давлению, рассчитанному на ту же вертикальную глубину, что и пластовое.

Когда Ка = 0,8–1, при обычных «прямых» промывках с помощью бригады КРС или установки ГНКТ могут возникнуть поглощения. К стандартным решениям для бригады КРС в таких случаях относится использование желонки и обратных промывок. Нередко работы с бригадой КРС в таких условиях приводят к сложным аварийным ситуациям вплоть до ликвидации скважин. При привлечении установок ГНКТ для промывок в таких условиях

используется газожидкостная смесь циркуляционной жидкости и азота. Азот позволяет проводить промывку скважин за счет снижения плотности прокачиваемой жидкости, однако при снижении Ка ниже 0,8 применение азота не всегда позволяет достичь нужного результата. Принято считать, что Ка < 0,8 указывает на аномально низкое пластовое давление (АНПД). В этом случае в жидкость добавляются химические реагенты, которые увеличивают ее вязкость и осложняют ее поглощение. Если эти меры демонстрируют низкую результативность, то могут применяться пенные системы. При снижении Ка ниже 0,6 даже с ГНКТ возникают сложности с вызовом циркуляции.

## Описание технологии эжекционной очистки скважин

Для решения проблем на скважинах с АНПД 0,2-0,7 компания «ФракДжет-Волга» предложила использовать эжекционную очистку по технологии «труба в трубе». Суть метода заключается в том, что в скважину одновременно спускаются две трубы ГНКТ, установленные одна в другую. Диаметры и длины

труб могут варьироваться. Для проведения работ была выбрана внешняя ГНКТ Ø50,8 мм и внутренняя – Ø25,4 мм.

На рисунке 2 представлена схема проведения работ и распределения потоков жидкости в ГНКТ. По внутренней ГНКТ 25,4 мм подается жидкость под высоким давлением. Далее жидкость доходит до эжекционной промывочной компоновки Ø54 мм (КЭП-54), в которой происходит деление потока. Первая часть потока направляется на разрушение песчано-проппантной пробки. Вторая часть направляется в эжектор, где на выходе из сопла под большим давлением жидкость теряет часть энергии и при этом совершает работу, подхватывая эжектируемый поток.

Работа КЭП-54 схематично изображена на рисунке 3. По принципу пылесоса жидкость с песчано-проппантной фракцией засасывается в эжектор с забоя через специальные отверстия. Затем смешанный поток поднимается по кольцевому пространству между ГНКТ 25,4 мм и ГНКТ 50,8 мм. На поверхности поток проходит через желобчатую емкость. Песок и проппант осаждаются в емкости, а жидкость повторяет рабочий цикл.

РИСУНОК 2. Применение промывки с ГНКТ по технологии «труба в трубе»

Поток жидкости между ГНКТ 25,4 мм и 50,8 мм поднимает проппант с забоя по кольцевому пространству



РИСУНОК 3. Схема работы КЭП-54

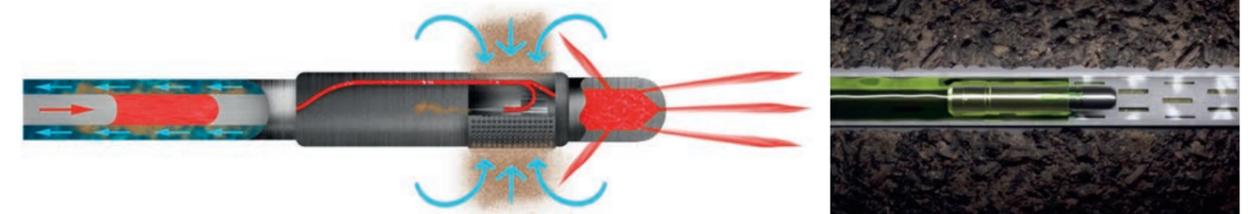


РИСУНОК 4. Обвязка ГНКТ при проведении работ на первой скважине



### Оборудование для эжекционной очистки

Для проведения работ на скважине «ФракДжет-Волга» разработала и изготовила следующее оборудование:

1. Узел намотки ГНКТ для тяжелой трубы весом до 50 тонн. Для реализации технологии «труба в трубе» узел был оснащен двумя вертлюгами.
2. Концентрическая ГНКТ Ø50,8 / 25,4 мм и длиной 4900 метров.
3. Система обвязки вертлюгов и герметизации ГНКТ.
4. Изначально был использован КЭП Ø64 мм, однако в дальнейшем для минимизации рисков перешли на КЭП Ø54 мм.

На рисунке 4 представлена обвязка ГНКТ при проведении работ на первой скважине.

Вес трубы ГНКТ 50,8/25,4 длиной 4900 метров составляет 37,7 тонн. При проведении работ в ГНКТ дополнительно закачивается жидкость. Общая масса ГНКТ с жидкостью может достигать 45 тонн. Из двадцати одной установки ГНКТ белорусского, китайского и немецкого производства, которые «ФракДжет-Волга» использует в своей работе, ни одна не предназначена для работы с двумя вертлюгами. Ограничение установок по грузоподъемности составляет 25–26 тонн. В связи с этим был разработан узел намотки ГНКТ с двумя вертлюгами, способный работать с ГНКТ массой до 50 тонн. Для разведения потоков жидкости из ГНКТ Ø25,4 мм

и между ГНКТ Ø25,4 и 50,8 мм был разработан специальный манифольд, который разделяет потоки и направляет каждый из них на соответствующий вертлюг. Один из вертлюгов был предназначен для работы с давлением 100 МПа, второй – 70 МПа.

Большой объем теоретической работы был проделан при выполнении расчетов по необходимому расходу жидкости. Исходя из полученных данных была подобрана эффективная пара «сопло-диффузор» в КЭП. Это основной элемент, от которого зависит работоспособность всей системы. Для подбора сопла и диффузора проводилось математическое моделирование. Также при расчетах необходимо было учитывать размер частиц песка, поднимаемого с забоя (до 2,5 мм). Попадая в поток, частицы действуют как абразивное вещество. Фактически система аналогична гидropескоструйному перфоратору с увеличенным давлением и расходом. Обычно перфоратору достаточно 5–15 минут для создания перфорационного отверстия в одной или нескольких обсадных колоннах. Учитывая высокий риск абразивного износа и разрушения, многие части инструмента КЭП были спроектированы и изготовлены из твердосплавного материала.

Для проверки работоспособности оборудования специалисты «ФракДжет-Волга» провели испытания, по результатам которых получили эжекцию и успешно подняли проппант по ГНКТ.

После проведения испытаний компания приступила к опытно-промышленным работам на скважине.

### Опыт проведения работ по эжекционной очистке

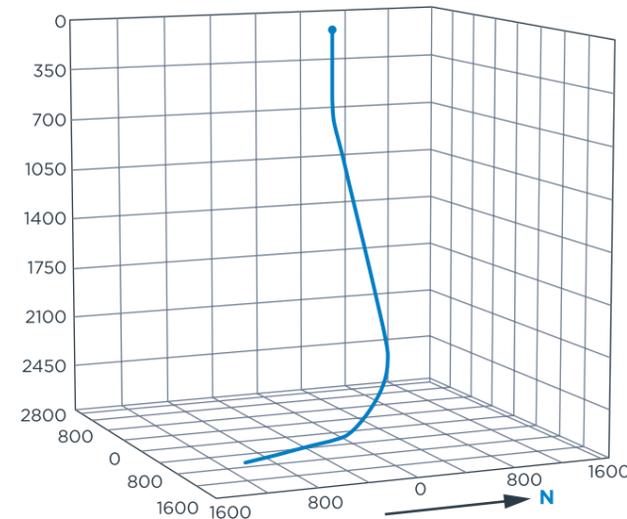
В 2024 году «ФракДжет-Волга» провела первые успешные работы по эжекционной очистке в полевых условиях. Предварительно на скважине бригада КРС выполнила глушение скважины, поднятие электроцентробежного насоса (ЭЦН) и спуск НКТ Ø89 мм с воронкой. Далее после мобилизации бригады ГНКТ был произведен монтаж колтюбинговой установки и обвязки с концентрической ГНКТ. Ниже приведены данные по скважине, на которой проводились работы:

- Искусственный забой – 4072 м;
- Э/колонна Ø178 мм – 0–3128,5 м;
- Хвостовик Ø114 мм – 3037–4073 м;
- Длина горизонтального участка – 944,5 м;
- Пластовое давление – 114 атм;
- Коэффициент аномальности – 0,43;
- Количество портов ГРП – 10.

На рисунке 5 представлен схематичный профиль ствола скважины.

При спуске ГНКТ в скважину проппант был встречен на глубине 3345 метров. Промывка выполнена до глубины первого порта – 3856 м. Вынос проппанта составлял от 10 до 50 кг/м³. Всего промыли 511 метров горизонтального ствола с суммарной массой проппанта 2 тонны. Диаметр частиц, поднятых с забоя, приведен в таблице 1.

РИСУНОК 5. Схема профиля ствола скважины



В 2024 году было выполнено суммарно пять скважиноопераций. Данные по проведенным работам приведены в таблице 2.

### Развитие технологии

Представленная технология может применяться не только для удаления песчано-проппантных пробок с забоя. Использование ГНКТ позволяет проводить освоение скважины, а также удаление жидкости с забоя и из протяженных горизонтальных стволов. Для удаления жидкости с забоя весь поток направляется на сопло и диффузор, поскольку отсутствует необходимость разрушения песчаной пробки. Освоение скважины может совмещаться с установкой солянокислотной ванны. Для этого ГНКТ спускают

на забой, после чего устанавливают соляно-кислотную ванну и по прошествии необходимого времени реагирования запускают эжектор. Этот метод позволяет удалять с забоя продукты реакции и запускать скважину в эксплуатацию.

В настоящий момент «ФракДжет-Волга» занимается разработкой КЭП Ø44,45 мм для работы с концентрической ГНКТ Ø44,45 мм. Подобная компоновка в сочетании с ГНКТ позволит удалять жидкость с забоя даже при наличии в скважине НКТ Ø60 мм или элемента с внутренним диаметром до 50 мм (пакера, клапана и др.).

В дальнейшем возможен переход на концентрическую ГНКТ Ø60,3 мм с внутренней трубой Ø38,1 мм, что позволит проводить очистку горизонтальных

стволов до 2000–3000 метров, в зависимости от профиля. В результате применения ГНКТ большего диаметра ожидается увеличение скорости промывки горизонтальных стволов. Кроме того, такая ГНКТ может быть оснащена винтовым забойным двигателем (ВЗД) для одновременного фрезерования портов ГРП и подъема проппанта. Однако это влечет за собой и определенные технические вызовы. Барабан для ГНКТ такого диаметра выходит за допустимые габаритные пределы по высоте и ширине. Масса такой ГНКТ составит 50–60 тонн без жидкости и более 60–70 тонн с жидкостью. Безусловно, применение системы «труба в трубе» Ø60,3 мм потребует разработки и внедрения новых технических решений.

### Выводы

В связи с выходом многих месторождений на поздние этапы разработки ожидается высокая востребованность технологии эжекционной промывки. Это новый вид сервиса, который поможет эффективно решать самые сложные задачи заказчика. Дальнейший переход на концентрические ГНКТ большего диаметра позволит выполнять работы, недоступные на данном этапе развития технологий. Несомненно, применение эжекционной очистки скважин открывает новые горизонты для недропользователей. ●

KEYWORDS: *abnormally low reservoir pressure, ejection cleaning, deposits at a late stage of development, well cleaning, production line.*

ТАБЛИЦА 1

Диаметр гранул, мм	Вес, г	% от общего объема извлеченного проппанта
<0,14	0,47	0,05
0,14–0,16	21,47	2,15
0,16–0,3	23,15	2,3
0,3–0,5	87,73	8,77
0,5–0,7	243,37	24,3
0,7–0,9	213,34	21,33
0,9–1,0	365,20	36,52
1,0–1,25	17,80	1,78
1,25–1,5	0,45	0,045
1,5–1,8	0,08	0,008
1,8–2,0	0,04	0,004
Более 2 мм	1,18	0,118

ТАБЛИЦА 2

	Скважина № 1	Скважина № 2	Скважина № 3	Скважина № 4	Скважина № 5
Искусственный забой, м	4072	4139	3990	3988,9	4221
Э/колонна Ø178 мм, м	0–3128,5	0–3157,3	0–2988,7	0–3028,4	0–3225,3
Хвостовик Ø114 мм, м	3037–4073	3077–4140	2909,2–3990	2949–3990	3144–4222
Горизонтальный участок, м	944,5	982	1001	961	997
Пластовое давление, атм	114,0	105,4	138,3	107,87	93,0
Коэффициент аномальности	0,43	0,405	0,53	0,41	0,39
Количество портов ГРП	10	10	10	10	10

# АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЛАНГА В РОССИИ: методология и практическое применение

АВТОРЫ СТАТЬИ ИССЛЕДУЮТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ РОССИЙСКИХ ПРОЕКТОВ БЕЗ ДЕТАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА ДО УРОВНЯ, ПОЗВОЛЯЮЩЕГО ВЫДАТЬ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ СМЕТНОГО РАСЧЕТА, ПОСРЕДСТВОМ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОЛОГИИ ЛАНГА И ПРИХОДЯТ К ВЫВОДУ, ЧТО МЕТОД МОЖЕТ СЛУЖИТЬ ОТПРАВНОЙ ТОЧКОЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СТОИМОСТИ ПРОЕКТОВ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE EXPLORE THE POSSIBILITY OF CONDUCTING AN OPERATIONAL ASSESSMENT OF CAPITAL COSTS OF RUSSIAN PROJECTS WITHOUT DETAILING THE PROJECT TO A LEVEL THAT ALLOWS ISSUING INITIAL DATA FOR COST ESTIMATES, BY USING THE LANG METHODOLOGY AND COME TO THE CONCLUSION THAT THE METHOD CAN SERVE AS A STARTING POINT FOR FORECASTING THE COST OF PROJECTS

Ключевые слова: метод Ланга, прогнозирование стоимости объектов, капитальные затраты, сметный расчет, инвестиционный проект.

**Айна Рахманова**  
стоимостной инженер  
Изс инжиниринг

Эффективное управление инвестиционными проектами невозможно без точной оценки капитальных вложений. Метод Ланга (англ. The Lang method), применяемый в Северной Америке и Западной Европе, предлагает быстрое определение капитальных затрат на ранних этапах планирования. Он особенно актуален в ситуациях, когда информация о стоимости аналогичных проектов отсутствует. При разумном применении и понимании диапазона погрешности результатов, метод Ланга может стать незаменимым инструментом для ускорения инвестиционного планирования в химической промышленности и смежных отраслях.

Применение метода Ланга в других странах, особенно в условиях, отличающихся от американского рынка, может вызвать определенные проблемы. Капитальные затраты на проекты зависят от множества местных условий, и оценка, основанная на американском контексте, может оказаться невалидной. Например, затраты на рабочую силу в других странах заметно отличаются от тех, что наблюдаются в США, что влияет на общую стоимость проекта. В каждой стране может быть свой набор переменных, влияющих на капитальные затраты, и их учет может привести к ошибкам в расчетах.

РЕКЛАМА

Метод Ланга, несмотря на свою эффективность, требует внимательного подхода и учета множества параметров, чтобы обеспечить точность и надежность оценок капитальных затрат в различных условиях.

Таким образом, необходимо определить, насколько метод, основанный на факторах Ланга, применим на территории Российской Федерации и нуждается ли в адаптации для более точной оценки затрат. Это позволит гораздо эффективнее оценить затраты и принимать обоснованные решения при планировании и управлении проектами в Российской Федерации.

## Методология расчетов и практическое применение факторов Ланга

Основой метода Ланга являются статические данные о капитальных затратах на завершенные проекты. Метод служит средством для оценки капитальных затрат, основанной на информации о стоимости ключевого технологического оборудования, используемого в химических производственных процессах. Он предполагает умножение общей стоимости оборудования на заранее определенный фактор, обеспечивающий быстрый способ прогноза затрат для проектов.

Основная формула расчета методом Ланга выглядит следующим образом:

$$C_f = f_L \times C_e,$$

где  $C_f$  – капитальные затраты;  
 $C_e$  – общая стоимость всех основных единиц оборудования базового технологического процесса: колонн, теплообменников, насосов, резервуаров для хранения и т.д.;  
 $f_L$  – фактор Ланга, который зависит от типа процесса переработки [2].

Результат стоимостной оценки, полученный данным методом, учитывает прямые и косвенные затраты, связанные со строительством заводов.

Прямые затраты включают стоимость основного технологического оборудования, строительно-монтажных

ТАБЛИЦА 1. Оригинальные и рекомендованные факторы Ланга

Тип завода	Оригинальные факторы Ланга [1]	Модифицированные факторы Ланга [3]
Завод по переработке твердых веществ	3,10	3,9
Завод по переработке твердых и жидких веществ	3,63	4,1
Завод по переработке жидкости	4,74	4,8

работ, технологических трубопроводов, КИПиА и систем энергообеспечения.

Косвенные затраты учитывают стоимость проектирования и инжиниринга, премии подрядчика, а также резерв на непредвиденные расходы [2].

Факторы Ланга были подробно разработаны на основе анализа 156 смет капитальных затрат, опубликованных в журнале Chemical Engineering в 1963 году. Дальнейшее уточнение, проведенное Питерсом и Тиммерхаусом в 1968 году, привело к наиболее широко принятым значениям факторов Ланга [1].

С момента своего внедрения метод не раз претерпел изменения и стал более совершенным. В 2023 году была представлена новая модификация метода, в рамках которой авторы сосредоточились на исследовании взаимосвязи между общей стоимостью завода и стоимостью оборудования. Целью данного исследования стало определение оптимального диапазона коэффициента Ланга для применения в оценке четвертого класса. Для достижения этой цели автор проанализировал 92 проекта компании PERTAMINA за период с 2017 по 2022 годы.

Полученные результаты продемонстрировали стойкую и значимую корреляцию между двумя ключевыми финансовыми показателями. В итоге авторы пришли к выводу, что диапазон коэффициента Ланга от 3,00 до 5,33 является наиболее точным и надежным для обновленной оценки затрат четвертого класса AACE на заводах по переработке жидкостей в Индонезии [3].

В таблице 1 представлены оригинальные и рекомендованные факторы Ланга, полученные Питерсом и Тиммерхаусом.

## Практическое применение

В рамках настоящего исследования были рассмотрены три проекта с целью демонстрации возможностей применения факторов Ланга. Был проведен анализ и сравнение по ключевым статьям затрат, таким как: подготовка территории строительства, строительно-монтажные работы основного технологического оборудования и зданий, электрические системы энергообеспечения, а также КИПиА и проектно-изыскательские работы.

Ключевые параметры сравниваемых проектов:

- Территориальная расположенность – Российская Федерация;
- Уровень цен – 2-й квартал 2024 года;
- Данные взяты на стадии ПД.

### Проект №1

- Основное технологическое оборудование – установка производства метанола, производительность установки – 5000 тонн/сутки.
- Климатическая зона – арктическая.
- Тип предприятия – предприятие по переработке газа.

### Проект №2

- Основное технологическое оборудование – установка производства водорода, производительность установки – 1100 тыс. м³/год.
- Климатическая зона – умеренно-муссонная.
- Тип предприятия – предприятие по переработке газа.

ТАБЛИЦА 2. Детальное разделение капитальных вложений по статьям затрат, рекомендованное Питерсом и Тиммерхаусом [3]

Статья затрат	Предприятие по переработке твердых веществ	Предприятие по переработке твердых и жидких веществ	Завод по переработке флюида
Стоимость доставленного основного технологического оборудования (Ce)	1	1	1
<b>Стоимость на дополнительное оборудование</b>			
Средства КИП и автоматизация	0,09	0,13	0,18
Технологические трубопроводы	0,16	0,31	0,66
Электрические системы энергообеспечения	0,10	0,10	0,11
<b>Возрастание стоимости к <math>\Sigma(Ce)</math></b>	<b>1,35</b>	<b>1,54</b>	<b>1,95</b>
<b>Общие прямые затраты на строительство</b>			
Строительно-монтажные работы по установке основного технологического оборудования	0,45	0,39	0,47
Строительно-монтажные работы по зданиям	0,25	0,29	0,18
Подготовка производственной площадки	0,13	0,1	0,1
Вспомогательные цеха и службы	0,4	0,55	0,7
Аренда земли	0,06	0,06	0,06
<b>Возрастание стоимости к <math>\Sigma(Ce)</math></b>	<b>2,64</b>	<b>2,93</b>	<b>3,46</b>
<b>Общие непрямые затраты на строительство</b>			
Инжиниринг и технический надзор	0,33	0,32	0,33
Затраты на подготовку и организацию строительства	0,39	0,34	0,41
<b>Возрастание стоимости к <math>\Sigma(Ce)</math></b>	<b>3,36</b>	<b>3,59</b>	<b>4,2</b>
<b>Вложения в основной капитал</b>			
Оплата услуг подрядчиков	0,17	0,18	0,21
Непредвиденные расходы	0,34	0,36	0,42
<b>Общий объем капитальных инвестиций (fL)</b>	<b>3,87</b>	<b>4,13</b>	<b>4,83</b>

**Проект №3**

- Основное технологическое оборудование – установка производства серы, производительность установки – 60 тонн/сутки.
- Климатическая зона – умеренно-континентальная.
- Тип предприятия – предприятие по переработке нефти.

В настоящем исследовании используются данные сводного сметного расчета для проведения сравнительного анализа. По международной классификации

AACE оценку стоимости можно отнести к 3-му и к 4-му классам точности, что говорит о значительном уровне проработки технических решений. Сводный сметный расчет предлагает гораздо более детализированное представление, опираясь на конкретные проектные решения и точные вычисления. При этом пределы погрешности для указанных классов составляют:

- Класс 3:
  - Нижняя граница погрешности: от -10 до -20%;
  - Верхняя граница погрешности: от +10 до +30%.

- Класс 4:
  - Нижняя граница погрешности: от -15 до -30%;
  - Верхняя граница погрешности: от +20 до +50%.

Группировка статей затрат по сметному расчету осуществлена таким образом, чтобы облегчить их сопоставление с коэффициентами, составляющими фактор Ланга.

Сравнительный анализ вышеперечисленных статей затрат и подхода Ланга представлен в таблицах 3 и 4.

Сравнительный анализ статей расходов выявляет расхождения в различных категориях затрат.

**Подготовка территории**

Различия обнаруживаются в затратах на подготовку территории, которые могут колебаться в диапазоне от +60 до +270% для предприятий, перерабатывающих жидкие вещества и -85% для предприятий, перерабатывающих твердые и жидкие вещества. В рамках настоящего исследования данные колебания могут быть объяснены тем, что инженерные изыскания на начальных этапах оценки стоимости проектов зачастую не проводятся, что дополнительно усложняет процесс точного прогнозирования затрат. Правильное выполнение инженерных изысканий способствует более точному и безопасному проектированию, что на стадии сметной оценки проекта может привести как к увеличению, так и к снижению расходов.

**Строительно-монтажные работы основного технологического оборудования и зданий**

В отличие от вышеописанных результатов, в области строительно-монтажных работ, связанных с технологическим оборудованием и зданиями, наблюдаются менее выраженные колебания, которые находятся в диапазоне от -3% до -31% для предприятий, перерабатывающих жидкие вещества и -27% для предприятий, перерабатывающих твердые и жидкие вещества. Эта динамика свидетельствует о более стабильном и предсказуемом подходе к бюджетированию в данном секторе.

**Технологические трубопроводы и трубопроводная арматура**

Затраты на технологические трубопроводы демонстрирует колебания в диапазоне от -58% до -67% для предприятий, перерабатывающих жидкие вещества и +31% для предприятий, перерабатывающих твердые и жидкие вещества. Данное различие можно обосновать тем, что в Российской Федерации расходы на прокладку трубопроводов систематически оказываются ниже, чем в ряде других стран. Основной причиной этого явления выступает стоимость сварочных работ, которая ниже средней по США, а также наличие развитой собственной промышленной базы, что позволяет стране оптимизировать производственные процессы и снизить себестоимость.

**Системы электроснабжения**

Системы электроснабжения также продемонстрировали некоторые расхождения, колеблясь в диапазоне от -18% до -55% для предприятий, перерабатывающих жидкие вещества, и +110% для предприятий, перерабатывающих твердые и жидкие вещества. Выявленные колебания могут быть связаны с технической сложностью систем, типом прокладки кабеля или изменением объемов работ.

**Проектно-изыскательские работы**

Различия в колебаниях стоимости проектно-изыскательских работ, которые составляют от -52% до -82% для предприятий, перерабатывающих жидкие вещества и -45% для предприятий, перерабатывающих твердые и жидкие вещества, объясняется тем, что в Российской Федерации цены на ПИРы систематически ниже, чем в Соединенных Штатах и странах Европы. Эта ситуация напрямую связана с уровнем оплаты труда в этих регионах.

Результаты сравнительного анализа подчеркивают, что коэффициенты, составляющие фактор Ланга, демонстрируют расхождения со сметной оценкой. Однако важно отметить, что эти факторы в первую очередь предназначены для первичной оценки стоимости проектов. В частности, коэффициенты, касающиеся

ТАБЛИЦА 3. Сопоставление статей затрат сметного расчета с методом Ланга (для заводов, перерабатывающих жидкие вещества)

Наименование факторов	Марка по ССР	Сгруппированный фактор	Распределение CAPEX
Технологическое оборудование + КИПиА	ТХ/ТО + АТХ/КИПиА + АС	1,18	39%
Подготовка производственной площадки	Подготовка территории строительства	0,10	3%
СМР основного технологического оборудования + СМР зданий	КМ + КЖ + КР + АР + водоснабжение и канализация + отопление и вентиляция + ПС/ОС + СС	0,65	21%
Технологические трубопроводы	ТХМ	0,66	22%
Электрические системы энергообеспечения	ЭО + ЭС	0,11	4%
Инжиниринг и технический надзор	ПИР	0,33	11%
<b>Итоговый фактор</b>	<b>fL</b>	<b>3,03</b>	<b>100%</b>

ТАБЛИЦА 4. Сопоставление статей затрат сметного расчета с методом Ланга (для заводов, перерабатывающих твердые и жидкие вещества)

Наименование факторов	Марка по ССР	Сгруппированный фактор	Распределение CAPEX
Технологическое оборудование + КИПиА	ТХ/ТО + АТХ/КИПиА + АС	1,13	43%
Подготовка производственной площадки	Подготовка территории строительства	0,10	4%
СМР основного технологического оборудования + СМР зданий	КМ + КЖ + КР + АР + водоснабжение и канализация + отопление и вентиляция + ПС/ОС + СС	0,68	26%
Технологические трубопроводы	ТХМ	0,31	12%
Электрические системы энергообеспечения	ЭО + ЭС	0,10	4%
Инжиниринг и технический надзор	ПИР	0,32	12%
<b>Итоговый фактор</b>	<b>fL</b>	<b>2,64</b>	<b>100%</b>

монтажа трубопроводов, трубопроводной арматуры и проектно-изыскательских работ, могут быть точно адаптированы для повышения точности прогнозов затрат.

На рисунке 3 представлено сопоставление капитальных затрат проектов, включая все статьи затрат по методу Ланга со сметным расчетом стоимости.

Итог проведенного анализа показывает, что метод Ланга имеет широкий диапазон разброса значений для условий Российской Федерации.

Согласно полученным данным, такой подход наиболее эффективен при оценке 5-го и предварительно – для 4-го класса точности. Диапазон погрешностей общих капитальных затрат находится в пределах

РИСУНОК 1. Сопоставление факторов Ланга со сметными данными проектов (для предприятий, перерабатывающих жидкие вещества)



РИСУНОК 2. Сопоставление факторов Ланга со сметными данными проектов (для предприятий, перерабатывающих твердые и жидкие вещества)

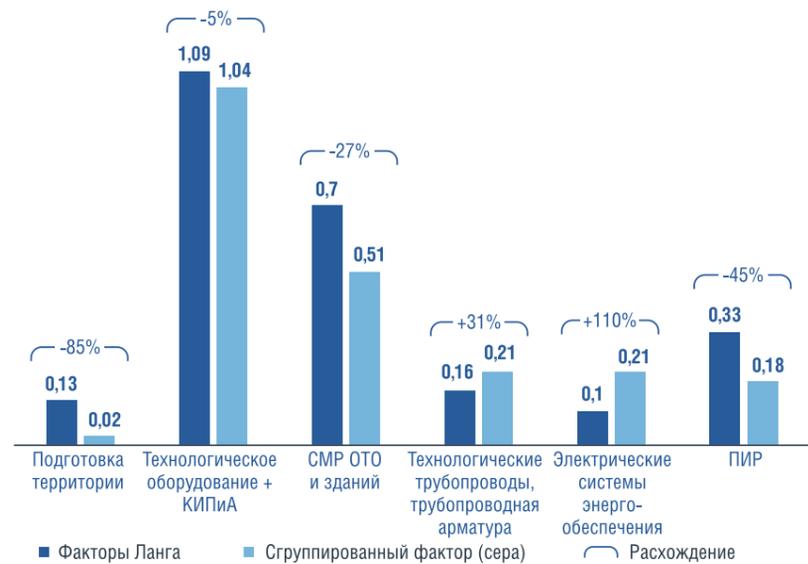
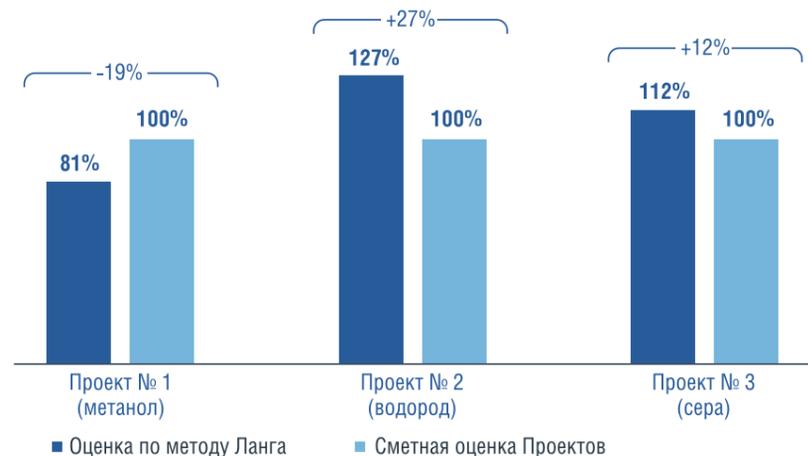


РИСУНОК 3. Сопоставление капитальных затрат проектов



допустимых значений -20...+30% для этих классов оценки стоимости, хотя и имеет расхождения внутри статей затрат (так, нижняя граница погрешности колеблется от -15% до -30%, а верхняя – от +20% до +50% для 4-го класса, в то же время для 5-го класса нижняя граница погрешности составляет от -20% до -50%, а верхняя – от +30% до +100%).

**Заключение**

Исследования подтверждают, что методология Ланга в оценке капитальных затрат может быть успешно применена к российским проектам, относящимся к 5-му классу и предварительно – к 4-му классу оценки стоимости. Это открывает возможности для проведения оперативной оценки без необходимости детализации проекта до уровня, позволяющего выдать исходные данные для сметного расчета.

Однако для достижения необходимой точности в 4 классе требуется точечная адаптация некоторых коэффициентов. Анализ показал наличие системных расхождений в стоимости подготовки территории, монтажа трубопроводов и трубопроводной арматуры, а также проектно-изыскательских работ, что подчеркивает необходимость корректировок и гибкой адаптации данных параметров, принимая во внимание региональные и климатические условия, которые могут оказать влияние на проектные характеристики и затраты. Для корректировки остальных коэффициентов необходим более глубокий анализ первопричин.

Таким образом, при правильной адаптации и дополнительном анализе метод Ланга может и дальше служить ценной отправной точкой для прогнозирования стоимости проектов. ●

**Литература**

1. *Product and process design principles (second edition)*, Warren D. Seider, J. D. Seader, Daniel R. Lewin – с. 500–501.
2. *lang factor – Проекты в области химической инженерии (wordpress.com)*.
3. *Modifying the Lang Factor*, Tangguh Wijoseno, ССР Модификация фактора Ланга – PM World Journal.

**KEYWORDS:** *Lang's method, forecasting the cost of facilities, capital expenditures, cost estimates, investment project.*

# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

**3–5 июня**

Международная выставка  
**Нефть и газ Каспия**  
**Caspian Oil & Gas 2025**

Азербайджан, Баку, Baku Expo Centre

**ИЮНЬ**

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

**3–6 июня**

Международная специализированная выставка  
**Недра России 2025**

Новокузнецк, ВК «Кузбасская ярмарка»

**10–12 июня**

Международная выставка и конференция по энергетике  
**Global Energy Show 2025**

Канада, Калгари

**18–20 июня**

Международная выставка по технологиям, оборудованию и применению газов  
**China International Exhibition on Gases Technology, Equipment and Application (IG China) 2025**

Китай, Ханчжоу

**18–20 июня**

Международная выставка нефтегазовой отрасли  
**Oil & Gas Philippines 2025**

Филиппины, Манила, SMX Convention Center

# ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО-ВИШНЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Саратовской области



В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО-ВИШНЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ САРАТОВСКОЙ ОБЛАСТИ. МЕСТОРОЖДЕНИЕ ОТНОСИТСЯ К ЧИСЛУ МЕЛКИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ДВУМ ЗАЛЕЖАМ ВОРОБЬЕВСКИХ И АРДАТОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ. ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫПОЛНЕН ПО ТРЕМ СУММАРНЫМ ВАРИАНТАМ НАЧИНАЯ С 2017 ГОДА. ОБОБЩАЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ, СДЕЛАН ВЫВОД, ЧТО ПО СОВОКУПНОСТИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАИЛУЧШАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТМЕЧАЕТСЯ В ВАРИАНТЕ II, КОТОРЫЙ БЫЛ РЕКОМЕНДОВАН К ПРАКТИЧЕСКОМУ ПРИМЕНЕНИЮ

УДК 004:330.322:622.276

THE ARTICLE CONSIDERS THE GEOLOGICAL CHARACTERISTICS AND FEASIBILITY STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF THE ZAPADNO-VISHNEVSKOYE FIELD IN THE SARATOV REGION. THE FIELD IS ONE OF THE SMALL GAS CONDENSATE FIELDS. THE MAIN GEOLOGICAL AND PRODUCTION INDICATORS FOR TWO DEPOSITS OF THE VOROBYOVSKOYE AND ARDATOVSKOYE CONDENSATE DEPOSITS IS PRESENTED. THE FORECAST OF TECHNOLOGICAL INDICATORS FOR THE DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE DEPOSITS IS MADE FOR THREE SUMMARY OPTIONS, STARTING FROM 2017. SUMMARIZING THE RESULTS OF THE ECONOMIC ASSESSMENT, IT IS CONCLUDED THAT, ACCORDING TO THE SET OF EFFICIENCY INDICATORS, THE BEST ECONOMIC CHARACTERISTIC IS NOTED IN OPTION II, WHICH WAS RECOMMENDED FOR PRACTICAL APPLICATION

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: газоконденсатные месторождения, геологическая характеристика месторождений, чистый дисконтированный доход, экономическая оценка.

**Богаткина Юлия Геннадьевна**  
ведущий научный сотрудник,  
Аналитического центра  
прогнозирования развития  
нефтегазовой отрасли  
Института проблем нефти  
и газа РАН,  
к.т.н.

Западно-Вишневокое газоконденсатное месторождение расположено в Перелюбском районе Саратовской области, в 25 км к юго-востоку от р.п. Перелюб.  
Административный центр района – р.п. Перелюб расположен в восточной части района на р. Камелик в ее верхнем течении, в 362 км на северо-восток от

Саратова. В 30 км севернее района работ проходит железная дорога Саратов – Пугачев – Бузулук. Ближайшая железнодорожная станция – Новоперелюбовская (Смородинка) в 60 км к северо-западу.  
Лицензия на право пользования недрами Западно-Вишневокое месторождения принадлежит ПАО НК «РуссНефть». Участок

недр имеет статус горного отвода с ограничением по глубине подошвой продуктивных пластов среднедевонского возраста [1].

В тектоническом отношении Западно-Вишневокский участок расположен в пределах центральной Натальинско-Мирошкинской ступени Камелик–Чаганской системы линейных дислокаций Бузулукской впадины, которая, в свою очередь, рассечена нарушениями меридионального простирания, дробящими ее на отдельные самостоятельные блоки.

В структурном плане месторождение представлено группой небольших локальных поднятий образующих самостоятельные ловушки углеводородов. Девонские отложения унаследовано залегают на кристаллическом фундаменте, поверхность которого находится на глубине 4450–4500 м.

В геологическом строении Западно-Вишневокского месторождения принимают участие отложения архейской, девонской, каменноугольной, пермской, юрской, неогеновой и четвертичных систем. В разрезе полностью отсутствуют триас, мел и палеоген.

На Западно-Вишневокском месторождении выявлены три самостоятельные газоконденсатные залежи: в отложениях мосоловского, воробьевского и ардатовского горизонтов.

Мосоловская залежь на дату составления проектного документа выработана, поэтому исключена из рассмотрения.

Продуктивность воробьевских отложений выявлена в двух блоках, отделенных разрывными нарушениями: основная залежь приурочена к району скважин 2 и 6, и залежь в районе скважины 1. Размеры основной залежи 7×3 км, залежи в районе скважины 1 – 3,5×1,3–1,8 км. В литологическом отношении нижняя часть продуктивного коллектора основной залежи воробьевского горизонта представлена доломитизированными известняками, массивными, плотными. В верхней части залежи выделяется песчаный коллектор. Глубина залегания кровли коллектора 4213 м. Начальное положение газоводяного контакта принято на абсолютной отметке минус 4136,1 м.

ТАБЛИЦА 1. Основные геолого-промысловые показатели по двум залежам

Параметры	Залежь воробьевского горизонта		Залежь пласта ардатовского горизонта
	Район скважины 1	Район скважины 2	
Средняя глубина залегания, м	4338	4213	4150
Тип залежи	пластово-сводовая, частично тектонич. экраниров.	пластово-массивная, частично тектонич. экраниров.	пластовая, сводовая, тектонич. экранированная
Тип коллектора	карбонатный	терригенный, карбонатный	терригенный
Площадь газоносности, км <sup>2</sup>	2,07	4,412	5,867
Объем газонасыщенных пород, тыс. м <sup>3</sup>	11 725	59 119	46 971
Средняя общая толщина, м	85,0	87,5	68,3
Средняя газонасыщенная толщина, м	10,0	11,3	9,8
Средняя водонасыщенная толщина, м	0	1,0	0
Пористость, доли ед.	0,063	0,081	0,107
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,936	0,766	0,851
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> : по керну	не опред.	не опред.	23,5
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> : по гидродин. иссл.	0,87	2,54	8,5
Коэффициент расчлененности	0,61	0,61	1,9
Коэффициент песчаности	3,1	3,1	0,553
Начальная пластовая температура, °С	92,2	96,0	88,6
Начальное пластовое давление, МПа	42,2	44,1	42,01
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,170	1,170	1,086
Плотность конденсата, кг/м <sup>3</sup>	756,0	756,0	760,0
Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	101,2	110,0	347,1
Абсолютная отметка ГВК, м	-4227,0	-4136,1	-4088,5
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	0,0298	0,0298	0,0334
Вязкость конденсата в пластовых условиях, мПа·с	0,765	0,765	1,21
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	не опред.	не опред.	не опред.
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1160,0	1160,0	не опред.
Сжимаемость газа, 1/МПа · 10 <sup>4</sup>	не опред.	не опред.	не опред.

Залежь ардатовского горизонта приурочена к основному блоку в районе скважин 2 и 6, размеры ее составляют 3,7×2,2–1,3 км. Залежь пластовая сводовая, с юга и запада тектонически экранированная разломами. Отложения ардатовского горизонта на месторождении вскрыты скважинами 1, 2, 6. Глубина залегания кровли коллектора 4150 м. Начальное положение газодляного контакта принято на абсолютной отметке минус 4088,5 м [2–4].

В таблице 1 представлены основные геолого-промысловые показатели по двум залежам.

В 2017 г. в связи с получением новой геологической информации в результате бурения одной разведочной скважины и переинтерпретации материалов 3D-сейсморазведки, выполнен пересчет запасов свободного газа по всем залежам [5].

По состоянию на 01.01.2017 г. балансовые запасы газа по Западно-Вишневному месторождению классифицируются в объеме по категории С1 – 2759 млн м<sup>3</sup>, категории С2 – 50 млн м<sup>3</sup>, в том числе по залежам.

Геологические запасы газа:

- мосоловского горизонта по категории С1 – 213 млн м<sup>3</sup>;
- воробьевского горизонта по категории С1 – 1282 млн м<sup>3</sup>; по категории С2 – 50 млн м<sup>3</sup>;
- ардатовского горизонта по категории С1 – 1264 млн м<sup>3</sup>.

В данном исследовании технологические показатели разработки газоконденсатных залежей воробьевских и ардатовских отложений приведены на основе построенной трехмерной газодинамической модели залежи с использованием пакета программ «Tempest-MORE» компании «ROXAR».

В гидродинамической модели начальные запасы газа по Западно-Вишневному месторождению соответствуют запасам, числящимся на балансе предприятия.

С учетом геологических представлений и данных газогидродинамических исследований, на Западно-Вишневром месторождении

предполагается смешанный (газовый и водонапорный) режим разработки залежей. Средняя продуктивность проектных газовых скважин в модели принята по данным гидродинамических исследований. В гидродинамических расчетах начальный дебит каждой конкретной проектной скважины задается с учетом неоднородности распределения фильтрационно-емкостных свойств, как по площади, так и по разрезу месторождения. Предполагается также увеличение продуктивности скважин за счет мероприятий по интенсификации притока. Средний начальный дебит газа проектных вертикальных скважин составляет 140 тыс. м<sup>3</sup>/сут – для воробьевской залежи; 170 тыс. м<sup>3</sup>/сут – для ардатовской залежи. Величина максимально допустимой депрессии на пласт 8,8 МПа – для воробьевских отложений; 8,6 МПа – для ардатовских отложений. В гидродинамических расчетах по всем рассмотренным вариантам разработки дебиты проектных скважин задавались с учетом соблюдения технологического ограничения на допустимую депрессию.

Для проектирования разработки месторождения принята следующая исходная информация:

- запасы газа и конденсата категории С1 и С2, числящиеся на балансе предприятия;
- результаты гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин;
- данные лабораторных исследований керна и физико-химических свойств пластовых флюидов.

При эксплуатации месторождения добычу газа предусматривается осуществлять вертикальными скважинами. Эксплуатация проектных скважин осуществляется по лифтовым колоннам. Диаметр лифта по каждой конкретной проектной скважине выбирается исходя из ее потенциального начального дебита с учетом технологических ограничений на депрессию. Минимальное устьеовое давление задано 1 МПа. Коэффициент эксплуатации скважин принят 0,95.

Прогноз технологических показателей разработки газоконденсатных залежей воробьевских и ардатовских отложений выполнен по трем вариантам начиная с 2017 года.

### Залежь воробьевского горизонта

*Вариант I (базовый)* предусматривает разработку залежи действующей скважиной 2. Постоянный уровень добычи газа 30,8 млн м<sup>3</sup> будет сохраняться 10 лет, годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов составит 2,7%.

За расчетный период разработки (20 лет) накопленный отбор газа составит 594,3 млн м<sup>3</sup> (52,5% от начальных балансовых запасов категории С1; конденсата – 44,4 тыс. т (67,3% от НИЗ), на конец периода постоянного отбора – 36,9 тыс. т (56,0% от НИЗ). Конечный коэффициент извлечения конденсата составит 0,379 (утвержденный КИК равен 0,560).

Среднее пластовое давление в зоне дренирования на конец периода постоянного отбора снизится до 28,8 МПа, к концу разработки составит 26,5 МПа.

*Вариант II* предполагает в дополнение к первому варианту ввод скважины 1 после проведения работ по капитальному ремонту; ввод из бурения эксплуатационной скважины 7 и разведочной скважины 8.

Максимальные годовые уровни добычи газа будут достигнуты через 10 лет и составят 94,3 млн м<sup>3</sup> при темпе отбора от начальных балансовых запасов категории С1 + С2 7,1%; по конденсату – 11,8 тыс. т при темпе отбора от начальных извлекаемых запасов 14,6%.

Согласно проведенным технологическим расчетам, разработка воробьевского объекта продлится до 2037 г., к этому времени степень выработанности запасов газа составит 72,9% от начальных балансовых запасов категории С1 + С2 при суммарном отборе газа 971,7 млн м<sup>3</sup>. Накопленная добыча конденсата к концу разработки достигнет 72,4 тыс. т, что соответствует 89,4% от начальных извлекаемых запасов. Величина КИК на конец разработки составит 0,517 (утвержденный КИК = 0,580).

Среднее пластовое давление в зоне дренирования на конец периода постоянного отбора снизится до 23,5 МПа, к концу разработки составит 8,6 МПа.

*Вариант III* предполагает в дополнение ко второму варианту бурение поисково-оценочной скважины на северо-восточном участке месторождения, выявленное по данным сейсморазведочных работ 3D.

### Залежь ардатовского горизонта

*Вариант I (базовый)* предусматривает разработку залежи действующей скважиной 6 и скважиной 2, возвращенной после отработки залежи воробьевского горизонта.

Максимальные годовые уровни добычи составляют: газа – 58 млн м<sup>3</sup> при темпе отбора от начальных балансовых запасов 4,6%; конденсата – 17,1 тыс. т, или 7,3% от начальных извлекаемых запасов. В последующий период происходит постепенное снижение отборов углеводородов.

Согласно проведенным технологическим расчетам, разработка залежи продлится 20 лет, к этому времени степень выработанности запасов газа составит 64,2% от НБЗ при суммарном отборе газа 811,0 млн м<sup>3</sup>. Накопленная добыча конденсата к концу разработки достигнет 157,5 тыс. т, что составляет 67,3% от начальных извлекаемых запасов при утвержденном КИК = 0,500.

Среднее пластовое давление в зоне дренирования на конец разработки составит 30,5 МПа.

*Вариант II* предполагает работу действующей скважины 6 и возвратных скважин 2, 7 и 8 после отработки нижележащего объекта.

Максимальные годовые уровни добычи конденсата составят 17,1 тыс. т при темпе отбора от начальных извлекаемых запасов 7,3%; газа – 81,4 млн м<sup>3</sup> при темпе отбора от начальных балансовых запасов 6,4%.

Согласно проведенным технологическим расчетам, разработка ардатовского объекта продлится 20 лет, к этому времени степень выработанности

ТАБЛИЦА 2. Характеристика расчетных технико-экономических показателей по вариантам разработки Западно-Вишневого месторождения

Показатели	Варианты		
	I	II	III
<b>1 Система разработки</b>			
Вид воздействия			
Плотность сетки скважин, га/скв.	396,9	158,7	158,7
Проектный уровень добычи:			
• газа, млн м <sup>3</sup>	88,8	141,8	141,8
• конденсата, тыс. м <sup>3</sup>	17,1	26,0	26,0
Проектный срок разработки, годы	20	20	20
Накопленная добыча газа за проектный период, млн м <sup>3</sup>	1270,5	2046,1	2046,1
Накопленная добыча газа с начала разработки, млн м <sup>3</sup>	1405,4	2180,6	2180,6
Отбор газа от начальных балансовых запасов, %	58,7	84,0	84,0
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	2	5	5
Фонд скважин для бурения, всего, шт.		2	3
<b>2 Экономические показатели эффективности вариантов разработки</b>			
• чистый дисконтированный доход недропользователя, млн. руб.	908,7	1118,3	956,2
• внутренняя норма доходности, %	50	50	50
• индекс доходности затрат, доли ед.	29,28	3,98	3,32
• срок окупаемости, годы	1	1	1
<b>3 Оценочные показатели</b>			
• капитальные вложения на освоение месторождения	32,1	374,7	536,8
• в т.ч. на бурение скважин, млн руб.	0	342,5	504,7
• эксплуатационные затраты на добычу газа, млн руб.	404,5	719,7	719,7
• дисконтированный доход государства, млн руб.	819,2	1230	1230

запасов газа составит 95,6% от НБЗ при суммарном отборе газа 1208,9 млн м<sup>3</sup>. Накопленная добыча конденсата к концу разработки достигнет 215,3,0 тыс. т, что составляет 92,0% от начальных извлекаемых запасов.

Величина конечного коэффициента извлечения конденсата составит 0,460 долей ед., утвержденное значение 0,500 долей ед. Среднее пластовое давление в зоне дренирования к концу разработки составит 9,2 МПа.

Вариант III соответствует варианту II.

В целом по месторождению разработка по I варианту продлится 20 лет, Степень выработанности запасов газа категории C1 составит 58,7% от НБЗ при суммарном отборе газа 1405,4 млн м<sup>3</sup>. Накопленная добыча конденсата к концу разработки достигнет 201,9 тыс.т, что составляет 67,3% от начальных извлекаемых запасов.

По II варианту разработка месторождения продлится до 2035 г. Степень выработанности запасов газа составит 84,0% от НБЗ категории C1 + C2 при суммарном отборе газа 2180,6 млн м<sup>3</sup>, что превышает уровень накопленной добычи газа по базовому варианту на 775,2 млн м<sup>3</sup>. Накопленная добыча конденсата к концу разработки достигнет 287,7 тыс. т, что составляет 91,3% от начальных извлекаемых запасов. Превышение накопленной добычи конденсата по сравнению с базовым вариантом равно 85,8 тыс. т.

По варианту III (в дополнение ко второму варианту) предполагается бурение поисково-оценочной скважины. Технологические показатели разработки по отбору газа и конденсата соответствуют варианту II.

Оценка экономических показателей эксплуатации месторождения выполнена на основании трех технологических суммарных вариантов по залежам.

По каждому варианту определены основные экономические показатели, к числу которых относятся капитальные вложения, эксплуатационные расходы, выручка от реализации продукции, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, налоги и отчисления в бюджетные и внебюджетные фонды [6, 7].

Исходная нормативная информация для расчета экономических показателей разработки принята на начало 2017 года. Характеристика расчетных технико-экономических показателей по вариантам разработки приводится в таблице 2.

Расчеты показывают, что при реализации вариантов разработки проекта показатели накопленного дисконтированного потока денежной наличности (ЧДД) не имеют отрицательного значения и составляют:

- вариант I – 908, млн руб.;
- вариант II – 1118,3 млн руб.;
- вариант III – 956,2 млн руб.

Внутренняя норма рентабельности (IRR) превышает 50%. Показательным дополнительным критерием для выбора варианта разработки следует принять индекс доходности, который выше 1 по всем рассматриваемым вариантам разработки месторождения. Обобщая результаты экономической оценки, сделан вывод, что по совокупности показателей эффективности наилучшая экономическая характеристика отмечается в варианте II, который рекомендован к практическому применению. В этом варианте показатели экономической эффективности имеют наиболее высокие уровни по сравнению со всеми остальными вариантами.

Дисконтированный доход государства за расчетный период эксплуатации составит по вариантам:

- вариант I – 819,2 млн руб.
- вариант II – 1230 млн руб.
- вариант III – 1230 млн.руб.

С целью выявления устойчивости варианта II, сделан дополнительный расчет по анализу чувствительности основных показателей эффективности по следующим регулирующим параметрам:

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

Анализ чувствительности показал, что ЧДД не имеет отрицательных значений при всех отклонениях регулирующих параметров.

## Рекомендации по доизучению месторождения

Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, наличием разрывных нарушений, залежи не выдержанны по толщине, обладают низкими значениями фильтрационно-емкостных характеристик. Многие вопросы геологического строения находятся в начальной стадии изучения. Требуется доработка месторождения с целью уточнения характера распространения продуктивных пластов, их связи друг с другом и законтурной областью. Требуется проведение разведочных работ с целью изучения северо-восточной части месторождения. ●

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

### Литература

1. Справочник недропользования [Электронный ресурс] <https://uvspwa.sgp72.ru/search/deposits/a8a79251-5ecd-47c4-9404-decf7ebb3406> (дата обращения: 1.11.2024).
2. Родина российского газа [Электронный ресурс] URL <https://web.archive.org/web/20171204171209/http://asbh.ru/rodina-rossijskogo-gaza/> (дата обращения: 1.11.2024).
3. Особенности строения и развития Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] [https://repository.geologyscience.ru/bitstream/handle/123456789/40344/Puch\\_O4.pdf?sequence=1&isAllowed=y&ysclid=m3gy4b65pc724825185](https://repository.geologyscience.ru/bitstream/handle/123456789/40344/Puch_O4.pdf?sequence=1&isAllowed=y&ysclid=m3gy4b65pc724825185) (дата обращения: 1.11.2024).
4. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учебное пособие / С.В. Багманова, А.С. Степанов, А.В. Коломеев, М.П. Трифонова; Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2019 – 127 с.
5. Дополнение к технологической схеме разработки Западно-Вишневого газоконденсатного месторождения [Электронный ресурс] <https://pandia.ru/text/80/364/37565.php?ysclid=m87e47ujb9377482816> (дата обращения: 1.11.2024).
6. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах // М.: Наука, 2006 г., 134 с.
7. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.

KEYWORDS: *gas condensate fields, geological characteristics of fields, net discounted income, economic assessment.*

## В БРИТАНИИ ПЕРЕПОЛОШИЛИСЬ ИЗ-ЗА РЕЗКОГО РОСТА РУБЛЯ

DAILY EXPRESS

С начала года российский рубль вырос на 38% по отношению к доллару, что делает его самой быстрорастущей валютой в мире. Укрепление валюты вызвано внутренними факторами, в том числе рекордно высокими процентными ставками. Это выгодно отличает рубль от доллара, который испытывает растущее давление из-за тарифной политики Д. Трампа.



В отличие от многих валют развивающихся рынков, рубль не испытывает давления со стороны оттока капитала, вызванного отказом мировых инвесторов от рискованных активов.

Центральный банк России ввел жесткие экономические меры, включая повышение ключевой процентной ставки до 21%. Это стало ответом на стремительный рост инфляции, вызванный увеличением военных расходов. Повышение процентных ставок, в свою очередь, привлекло больше иностранных инвестиций.

С другой стороны, пошлины Д. Трампа вызвали ажиотаж среди инвесторов в США и снизили доверие к доллару. Это в значительной степени способствовало росту курса рубля в относительном выражении. Хотя укрепление валюты может показаться положительным фактором для потенциальных инвесторов, но оно создает риск для доходов России от продажи энергоносителей.

При формировании бюджета правительство исходило из курса 96,5 руб. за доллар, что на 14% ниже нынешнего уровня.

## КОНЕЦ ДОЛЛАРА БЛИЗОК. СОТРУДНИЧЕСТВО РОССИИ, КИТАЯ И ИНДИИ ЕГО УСКОРИТ

東洋經濟 ONLINE 30

Конфликт на Украине и тарифная политика Д. Трампа, направленная против Китая, лишь укрепляют прочные партнерские отношения Китая и России. После ввода санкций в 2014 году был введен запрет на использование валют и платежных систем стран Запада, включая доллар. Россия начала развивать собственную платежную систему и инфраструктуру. В финансовом секторе идет подключение к платежной системе CNAPS Народного банка Китая. Китай также рассчитывает, что это поспособствует эскалации цифрового юаня. Можно предположить, что укрепление отношений между двумя странами влияет на недавний рост рубля. Судьба сдружиться в сфере экономики складывается по принципу: враг моего врага – мой друг. Учитывая масштабы экономики России, Китай, скорее всего, окажет ей экономическую и финансовую поддержку. Если это произойдет, то возможно, что в будущем юань будет использоваться в качестве одной из валют России. В настоящее время обостряется межнациональный конфликт, в котором Соединенные



Штаты и страны Запада противостоят Китаю и России. Это только укрепит российско-китайские отношения. Еще одним интересным моментом являются отношения с Индией, потенциальное примыкание Индии к китайско-российской экономической группе, может пошатнуть позицию доллара как мировой денежной единицы.

## ТРАМП МОЖЕТ ОТМЕНИТЬ ПОЧТИ ВСЕ САНКЦИИ США ПРОТИВ РОССИИ ПРОСТЫМ УКАЗОМ

Bloomberg

Администрация Д. Трампа намекала на смягчение действующих ограничений. Эта перспектива – разменная монета на переговорах с Россией. Помимо мира, Трамп предвидит экономические возможности в перезагрузке отношений между Россией и Америкой. Российские переговорщики пытались воспользоваться влиянием США и добиться уступок по международным санкциям, в частности – повторного подключения «Россельхозбанка» к Swift.



Российская экономика столкнулась с высокой инфляцией, хотя оказалась устойчивой к санкциям. У президента США есть полномочия отменить более 90% американских санкций своим указом, он может отменить чрезвычайное положение, ставшее правовой основой для ряда санкций. Но для снятия некоторых из них Трампу потребуется поддержка Конгресса. По состоянию на апрель 2025 года санкции США, Великобритании и Европейского союза на 80% совпадают. Трамп может прекратить американское участие и ослабить эти меры, но он не может отменить их в одностороннем порядке. Для снятия панъевропейских мер потребуется единогласное одобрение всех 27 государств-членов. Коалиция европейских лидеров не только исключила возможность смягчения санкций против России на саммите в конце марта, но и дала понять, что может усилить нажим. ●

# «РАБОТАЙ НА НЕФТЬ, РАБОТАЙ!»:

## история инженера, который посвятил нефтедобыче 65 лет



**Надеин  
Владимир Александрович**  
генеральный директор  
«НГБ-Энергодиагностика»

ВЛАДИМИР АЛЕКСАНДРОВИЧ НАДЕИН – ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР «НГБ-ЭНЕРГОДИАГНОСТИКА» – НАЧАЛ КАРЬЕРУ В РАБОТАХ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В КОНЦЕ 1960-Х ГГ., СТОЯЛ У ИСТОКОВ РАЗВИТИЯ, ПРОШЕЛ ДОЛГОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ПУТЬ И ПО СЕЙ ДЕНЬ ВНОСИТ СВОЙ ВКЛАД В СФЕРУ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ И ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТЬЮ ПРИ ДОБЫЧЕ, БУРЕНИИ И ТРАНСПОРТЕ УГЛЕВОДОРОДОВ. ЗА 65 ЛЕТ ОН НИ РАЗУ НЕ ПОЖАЛЕЛ О СДЕЛАННОМ ВЫБОРЕ И С ПОЗИТИВНОМ СМОТРИТ В БУДУЩЕЕ. МЫ ПОГОВОРИЛИ С ВЛАДИМИРОМ АЛЕКСАНДРОВИЧЕМ О ЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОМ ПУТИ, ДОСТИЖЕНИЯХ И ПЕРЕДАЧЕ ОПЫТА МОЛОДОМУ ПОКОЛЕНИЮ НЕФТЯНИКОВ

*CEO OF NGB-ENERGODIAGNOSTIKA VLADIMIR ALEKSANDROVICH NADEIN, BEGAN HIS CAREER IN THE AUTOMATION OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN THE LATE 1960S. HE WAS AT THE ORIGINS OF DEVELOPMENT, WENT THROUGH A LONG PROFESSIONAL PATH AND TO THIS DAY CONTRIBUTES TO THE DEVELOPMENT OF SYSTEMS AND THE APPLICATION OF METHODS FOR MONITORING AND MANAGING SAFETY IN THE PRODUCTION, DRILLING AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS. FOR 65 YEARS, HE HAS NEVER REGRETTED THE CHOICE HE MADE AND LOOKS TO THE FUTURE WITH A POSITIVE OUTLOOK. WE TALKED TO VLADIMIR ALEKSANDROVICH ABOUT HIS PROFESSIONAL PATH, ACHIEVEMENTS AND THE TRANSFER OF EXPERIENCE TO THE YOUNGER GENERATION OF OIL WORKERS*

Ключевые слова: автоматизация, нефтегазовая отрасль, промышленная безопасность, добыча, транспортировка.

**– Почему Вы решили связать свою жизнь с нефтегазовой отраслью? С чего начался Ваш профессиональный путь?**

– У нас в Баку была такая поговорка: «Нефть может поднять человека очень высоко, но и падать с этой высоты будет больно». Я поступил в Азербайджанский индустриальный институт нефти и химии имени М. Азизбекова и после его окончания пошел работать на один из старейших промыслов Азербайджана – Бинагады. Там начал с должности слесаря 4-го разряда, затем стал слесарем 5-го разряда, а после занимал позиции инженера и старшего инженера. Так я стал приверженцем нефти и связал свою жизнь с нефтегазовой отраслью. И веду свою деятельность вот уже 65 лет, не жалея о своем выборе.

**– Что мотивировало Вас вначале? Что казалось наиболее интересным и вдохновляющим?**

– Мотивация была уже во время учебы: в рамках дипломного проектирования я занялся разработкой двухкоординатного регистратора для того, чтобы была возможность регистрировать записи, так называемые динамограммы, работы глубинных насосов скважин.

В это же время в Азербайджане, в Сумгаите, недалеко от того места, где я работал, был создан институт НИПИ «Нефтехимавтомат». Он занимался развитием автоматизации в нефтяной промышленности. Так вот, с руководством азербайджанского института у меня установились очень дружеские, творческие связи, потому что я, работая на нефтепромысле, проводил испытания и доводку автоматических технических устройств, которые они разрабатывали. Вообще, это было время многих задумок, реализация которых осуществлялась совместно с интересными товарищами,

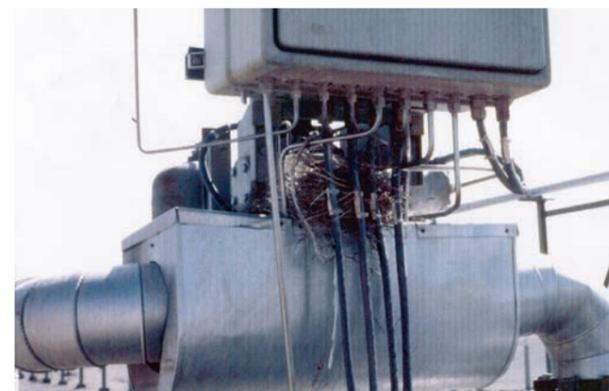
общение и работа с которыми мне приносила удовольствие. Я считаю, что мне в жизни в этом плане очень повезло.

Работая слесарем, затем инженером и начальником, я увидел свою пользу в отрасли.

Могу привести пример. Вместе с нефтью из скважин поступает газонефтеводяная смесь. В Баку на старых промыслах дебит скважины по жидкости 100 тонн, из них две тонны эмульсии и наконец – тонна нефти, а остальное – сбрасываемая вода. Для регулирования процесса сброса воды на объекте были операторы. Они должны были следить, чтобы нефть не ушла вместе с водой, и крутить задвижку вручную, регулируя «по стеклам» уровень «нефть – вода (эмульсия)» – это тяжелая работа.

В 1959 г. вместе с НИПИ «Нефтехимавтомат» мы разработали автоматическое регулирование уровня. Поставили регулятор на

РЕКЛАМА



1991 г., 2003 г. Казахстан, Тенгиз

отстойниках Лобкова, и это очень облегчило жизнь операторам. А я получил первую благодарность за работу, которую сделал своими руками.

Сочетать теорию и практику, приносить пользу и, самое главное, обеспечивать безопасность – эти принципы стали основными для меня в дальнейшей работе на всех реализованных проектах.

**– Оглядываясь назад, кем Вы себя ощущаете в большей степени – теоретиком или практиком?**

– Знаете, лучшим подтверждением теории является практика. Практика выдвигает задачи для теории, а вторая, в свою очередь, дает рекомендации, как решить ту или иную проблему. Затем случается переход на средства, которые вытекают из этой теории: регуляторы, компьютеры, программные обеспечения. Их нужно проверять.

Мне всегда удавалось совмещать одно с другим. При этом в большей степени я занимался практической реализацией теоретических задумок. В настоящее время, например, в отрасли происходит переход к новым методам

контроля безопасности, включая так называемую инспекцию с применением риск-ориентированного подхода. Сейчас это направление является основой обеспечения безопасности.

Риск-ориентированный подход вышел из недр практики. Его стали применять для повышения контроля и формирования безопасности на критически важных и стратегически опасных объектах. Это новое направление, которое сегодня имеет место и в нашей практике.

**– Над какими проектами Вы работали дольше всего? Какой из них был самым сложным, но интересным и оставил яркие воспоминания?**

– В советское время системный подход и организационная перестройка добычи на старых бакинских промыслах были обеспечены проведенными работами комплексной автоматизации и телемеханизации скважин, которых тогда было около 11 тысяч. Это был, можно сказать, первый проект, где я принимал активное участие, работая уже не на промысле, а в объединении «Азнефть». Он был отмечен

Государственной премией СССР, а я был удостоен «Золотой медали» ВДНХ СССР в 1968 году.

Следующим интересным проектом (1968–1975 гг.) был пилотный проект по освоению и внедрению газлифтного метода добычи нефти на Правдинском месторождении Западной Сибири. В нем я принимал непосредственное участие. Его успешная реализация позволила перейти к проектированию и применению метода газлифтной добычи на таких крупнейших месторождениях, как Самотлорское, Федоровское. Как опыт, полученный в Баку и на Правдинском газлифте, нашел непосредственное применение.

Проект перехода от резервуарного к безрезервуарному учету нефти занимает в моей работе одно из главных мест. Суть проекта – обоснование необходимости разработки и реализации трехуровневой системы учета нефти, где первый уровень – учет между предприятиями (добычи нефти и предприятиями, транспортирующими нефть до потребителей), второй уровень – учет внутри предприятий Транснефти и, наконец, третий

уровень – это учет при поставке нефти нефтеперерабатывающим заводам и на экспорт.

Благодаря созданию этой системы были установлены новые метрологические стандарты и нормы точности, которые были зафиксированы на основе проведенных экспериментов. Допустимая погрешность при сдаче и приемке нефти составила  $\pm 0,25\%$  по массе брутто и  $\pm 0,35\%$  по массе нетто. Такие нормы точности сохранились до сегодняшнего дня. Я разрабатывал и подписывал методические указания, как правильно организовывать этот учет.

Это был нужный проект и отрасли, и стране, т.к. вовлекал в оборот народного хозяйства страны многие миллионы тонн нефти.

Не менее значимым для меня стал запуск в опытную эксплуатацию месторождения Тенгиз в Казахстане совместными усилиями российских и казахских специалистов 6 апреля 1991 года. Я находился в это время на месторождении и практически отвечал за работу системы управления добычей нефти, обеспечивающую промышленную, экологическую и пожарную безопасность. Люди, которые пускали его в 91-м, живы и помнят о нашей работе – это были прекрасные российские и казахские специалисты!

В это время шла реализация «Томской программы» о привлечении ученых научно-исследовательских институтов



Первый в России СПГ-завод, о. Сахалин, 2009 г.

и Томского университета к решению проблемы в нефтяной промышленности Томской области. Основными задачами были: повышение скорости бурения скважин путем увеличения проходки на долото, повышения нефтеотдачи и соответственно КИНа, а также создания нефтепромысла с малолюдной организацией добычи нефти на основе применения средств автоматизации и ВТ, разработанных томскими учеными. Я был непосредственным разработчиком и исполнителем этой программы и по предложению одного из исполнителей программы – профессора Ямпольского В. – меня называли «Надеин-Томский», так много времени, опыта и знаний

я уделял этому проекту. Тогда был создан в университете нефтяной факультет, который сегодня является одним из разработчиков многих новинок в отрасли.

В 1988 г. Миннефтепром добыл 624,8 млн тонн нефти, а в 1989 г. случилась беда – авария на трубопроводе ШФЛУ, в районе станции Ош (Башкирия).

Мне удалось привлечь к расследованию аварии известную швейцарскую инспекционную компанию «SGS», по результатам экспертизы которой было подписано соглашение о создании совместного предприятия, президентом которого стал Динков Василий Александрович – министр газовой, а затем нефтяной промышленности СССР, а я – техническим директором этого предприятия.

Следующий этап в моей жизни – это начало освоения морских нефтегазовых месторождений, и к нему можно отнести запуск платформы для освоения шельфа Балтийского моря. Речь идет о проекте «ЛУКОЙЛа» на месторождении «Кравцовское» (Д-6). Мы принимали участие в экспертизе безопасности этой платформы.

Кроме того, в это время идет развитие работ по соглашениям о разделе продукции – это проекты «Сахалин-1», «Сахалин-2», освоение Харьягинского месторождения. Особенно интересен проект по обеспечению сейсмоизоляции верхних строений платформ от оснований на двух платформах в проекте «Сахалин-2», где пришлось

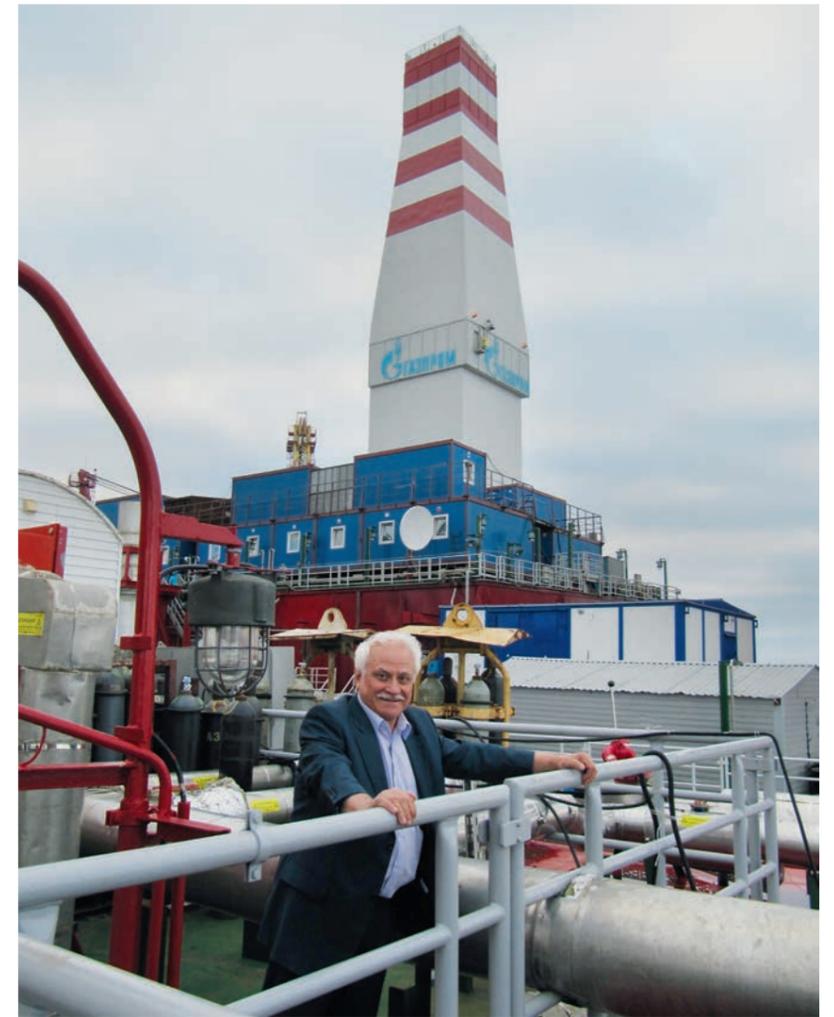
заниматься и разработкой, и испытаниями непосредственно устройствами сейсмоизоляторов.

Известно, что Сахалин опасен сейсмикой. В тех местах, где устанавливались платформы, сейсмика по шкале Рихтера составляет порядка 9 баллов, плюс один балл на безопасность. В рамках этого проекта впервые в мировой практике вместе с компанией Shell мы обосновали возможность применения так называемых маятниковых подшипников-сейсмоизоляторов. Сначала они были внедрены в работу на двух платформах проекта «Сахалин-2», а затем – на платформе «Арктун-Даги» проекта «Сахалин-1». Основным элементом сейсмоизоляторов является самосмазывающаяся пленка-покрытие.

Впервые аналогичные устройства были применены у нас на «Буране». «Буран» – это тот космический аппарат, который был спроектирован в Советском Союзе, а система была применена для управления рулями подъема и спуска «Бурана». И эксперт, который вел этот космический проект, был привлечен к работам, когда встал вопрос об использовании маятниковых подшипников на платформах – это один из мировых «столпов» в области трибологии.

Также я трудился на Каспии, где у «ЛУКОЙЛа» платформа имени Ю. Корчагина. Кстати, мы работали вместе с Корчагиным Юрием Сергеевичем на Мангышлаке, в Узени и в Москве – прекрасный был инженер! На севере Каспия функционирует платформа имени В. Филановского. В рамках этого проекта в 2013 году мы провели экспертизу промышленной безопасности технологических систем. С Владимиром Юрьевичем Филановским мне тоже посчастливилось поработать в министерстве.

При участии во всех этих крупных проектах мной и коллективом двигали инженерный интерес и желание обеспечить безопасность на нефтегазовых объектах в нашей стране. Кроме вышеперечисленных проектов, нами была проведена экспертиза и введены в эксплуатацию такие проекты, как КТК, БТС, частично ВСТО, Сахалинский завод СПГ, Транссахалинские нефте- и газопроводы, «Голубой поток» и др.



Июль 2012 г. Командировка на Приразломную

Считая все вышеперечисленные проекты крупными для отрасли и для страны, я насчитал их порядка пятнадцати.

**– Как развивались методы контроля безопасности в нефтегазовой промышленности последние десятилетия? Как Вы оцениваете уровень безопасности на объектах сегодня?**

– Если учесть возросшие потери от крупных аварий и катастроф, то можно увидеть, что фактически в отечественной и международной практике пока отсутствуют как общепринятые методы анализа, расчетов и моделирования аварий и катастроф, так и нормативная количественная база для обеспечения живучести рисков и безопасности при комбинированном воздействии поражающих факторов. Сейчас развитие традиционных и формирование новых направлений нормирования, определяющего

работоспособность и безопасность технологических систем, идет по линии уточнения и усложнения применяемых методов и критериев. По сути, сложилась целая система критериев и запасов прочности, гарантирующих неразрушение элементов оборудования при соблюдении заданных условий эксплуатации.

Однако в этих прямых подходах и нормативных материалах часто не содержались, я бы сказал, прямые данные, количественно определяющие ресурс и безопасность рассматриваемых объектов. Специалисты ориентировались на количественное решение проблемы безопасности на сложных, критически важных и стратегически необходимых объектах, способных вызвать тяжелые аварии и катастрофы.

Если взять, например, платформы в Охотском море, то катастрофа на любой из них приведет



2 июля 2012 г. Командировка на Приразломную



Визит заслуженных работников нефтяной промышленности СССР и России на месторождение им.В.Ю.Филановского

к трансграничным проблемам. В результате аварии утечка нефти дойдет до Японии. Для предотвращения подобных ситуаций мы совместно с Академией наук сегодня работаем над методами и критериями следующих групп: живучесть объекта, риск и безопасность.

Живучесть – это способность и устойчивость функционирования технического устройства при возникновении повреждений на различных стадиях аварий и катастроф. Риск подразумевает вероятностно экономическую постановку вопроса живучести объектов в результате непредвиденных обстоятельств. Безопасность оценивается в комплексе с критериями риска и характеристиками аварий и катастроф.

– **Какие экологические проблемы, на Ваш взгляд, являются наиболее актуальными для нефтегазового сектора сегодня?**

– Главная экологическая опасность для отрасли – это разливы нефти. Так было вчера, сегодня и так будет завтра. В следующем десятилетии, например, нам нужно будет активно осваивать месторождения в Арктике, а это дополнительная опасность подледных разливов нефти.

Дело в том, что экология и промышленная безопасность взаимосвязаны. Для поддержания высокого уровня экологической безопасности нужно заниматься

промышленной безопасностью. При этом для того, чтобы оценить этот показатель комплексно, как я уже сказал, необходимо обязательно прибегать к такому критерию, как живучесть того технического устройства, которое будет допущено к работе на промысле. Оно должно быть проинспектировано и проверено со всех точек зрения. Таким образом снижаются риски. Обо всем этом довольно четко изложено в 67-томном издании – Безопасность России, которое должно стать настольной книгой каждого российского инженера.

– **Какие ключевые изменения произошли в отрасли за время Вашего профессионального пути? Как они повлияли на Вашу карьеру?**

– Для меня это смена управления в ТЭК и переход важнейших для страны проектов, таких как, например, добыча углеводородов на шельфе, к вертикально интегрированным компаниям (ВИНКам). Именно с этим, по моему мнению, связаны основные трудности по развитию этого направления, потому что над решением одних и тех же проблем сегодня работают сразу несколько компаний. При этом в отрасли отсутствует единый для всех координирующий орган, как это было раньше.

Мы в свое время в Министерстве нефтяной промышленности СССР регулировали подобную работу, распределяли задачи через Комитет

по науке и технике, занимались разработкой новых технологий и так далее. Мне кажется, это было эффективно.

– **Какую роль для Вас играет работа с «ПромМаш Тест»?**

– «НГБ-Энергодиагностика» в течение многих лет работала над крупными проектами, и наш опыт оказался полезным для руководства «ПромМаш Тест», с которым я был знаком много лет. Эта компания всегда показывала высокий уровень профессионализма и демонстрировала проактивную позицию.

На определенном этапе мы как бы усилили друг друга в плане компетенций. «ПромМаш Тест» пригодился наш богатый опыт по сопровождению проектов и проведению комплексных работ. Я имею в виду формирование технического задания на проектирование, сопровождение проектирования, обоснование безопасности, прохождение проекта через главную госэкспертизу, поставку оборудования, контроль поставок, контроль и сопровождение монтажных работ и всего, что связано с испытаниями технологических систем. Сегодня эти задачи мы начинаем реализовывать совместно.

– **Что Вы сказали бы самому себе – молодому, амбициозному человеку, который только начинает свой путь?**

– Я бы сказал себе то, что всегда говорю молодым людям, которые приходят ко мне из института: «Нефть – черная, но она не грязная. Многие боятся с ней соприкоснуться. А ты отдай всего себя службе этому прекрасному продукту! Работай на нефть, работай!»

За время своей карьеры я принимал непосредственное участие в реализации вышеперечисленных проектов, ставил задачи, принимал ответственные решения и продолжаю заниматься этим и сегодня. Однако стоит отметить, что все то, о чем было сказано в нашей беседе, – это результат работы коллектива. Поэтому очень важно найти свое место рядом с людьми, которые смотрят с тобой в одном направлении, обеспечивая национальную безопасность страны.●

KEYWORDS: automation, oil and gas industry, industrial safety, mining, transportation.



# Тендерный КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)



Действуя строго в рамках законодательства,  
мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал,  
д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

# НЕФТЕГАЗ-2025

В АПРЕЛЕ В МОСКВЕ ПРОШЛА ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ-2025». В ПАВИЛЬОНАХ ЭКСПОЦЕНТРА НА КРАСНОПРЕСНЕНСКОЙ НАБЕРЕЖНОЙ НА ПЛОЩАДИ 60 ТЫС. М<sup>2</sup> РАЗМЕСТИЛИ СВОИ ЭКСПОЗИЦИИ БОЛЕЕ ТЫСЯЧИ КОМПАНИЙ ИЗ ГЕРМАНИИ, ИНДИИ, ИРАНА, ИТАЛИИ, КАЗАХСТАНА, КНР, РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ, РЕСПУБЛИКИ КОРЕЯ, РОССИИ, ТУРЦИИ, УЗБЕКИСТАНА И ФРАНЦИИ. РЕГИОНАЛЬНЫМИ ЭКСПОЗИЦИЯМИ БЫЛИ ПРЕДСТАВЛЕНЫ КАЛУЖСКАЯ, НИЖЕГОРОДСКАЯ И НОВГОРОДСКАЯ ОБЛАСТИ, УДМУРТИЯ, КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ. О ХОДЕ ВЫСТАВКИ, ЭКСПОНЕНТАХ И ЭКСПОНАТАХ – В РЕПОРТАЖЕ NEFTEGAZ.RU



Компании и раньше привозили высококабаритное оборудование, но количество и разнообразие масштабных экспонатов этого года стало отличием выставки Нефтегаз-2025.

С каждым годом расширяется спектр экспонируемых образцов продукции, значительная часть которых – результат программ импортозамещения. На стендах были представлены оборудование и материалы для всех сегментов от добычи до транспортировки, а также специальные материалы и промышленовая химия.



Между стендами гуляли экзотические персонажи, поднимающие настроение гостям и участникам мероприятия, а заодно одаривали посетителей завуалированной под сувениры рекламой компаний-участниц.



Самой словоохотливой среди них оказалась барышня-робот. Каждый, кто проходил мимо, был удостоен не только приветствия, но и учтивых вопросов в лучших традициях салонной беседы.



Неftegaz.RU, как активный участник выставки, не остался в стороне. На стенде издания можно было угоститься попкорном из фирменного стаканчика, получить сувениры и, конечно, юбилейный выпуск журнала, ведь нам в этом году исполнилось 25 лет!

Посетители охотно разбирали журнал и фотографировались с ним на память. ●

На стендах российских и зарубежных производителей широко экспонировались решения в области программного обеспечения, контрольно-измерительных приборов, оборудование для добычи, переработки, транспортировки и хранения нефти и газа. Журналисты Neftegaz.RU побеседовали с представителями компаний о продукции, которую они привезли в этом году на выставку.



**Евгений Батраков,**  
руководитель проектов компании Enoch:

Наш стенд представляет российский офис индийской компании Enoch, которая занимается производством и продажей запорно-регулирующей арматуры. Мы участвуем в выставке «Нефтегаз» второй год, сегодня экспонируем стандартные клапаны – дисковый затвор, аналог европейского клапана. Продукция нашей компании востребована предприятиями нефтехимической и перерабатывающей промышленности, так как у нас узконаправленная специализация, мы изготавливаем арматуру по индивидуальным требованиям заказчика, учитывая специфические особенности эксплуатации, такие как агрессивные среды и высокое давление. Поэтому в производстве оборудования мы используем специальные материалы, которые сегодня в России не применяются. Компания работает на российском рынке порядка пяти лет и сотрудничает с ЛУКОЙЛом, Газпромом, Уралхимом, Еврохимом. В частности, оборудование уже работает на Славинском и Новошахтинском НПЗ.



**Варламов Илья Геннадьевич,**  
ведущий инженер Группы компаний ИнСАТ:

Сегодня на нашем стенде представлено программное обеспечение и оборудование собственного производства. ПО – это программа Сарэксперт, предназначенная для расчета настроек PID-регуляторов, сервер активирования – это высокоскоростная база данных, так же, как и ПО, полностью наша разработка. Модули оснащены дисплеями, отображающими состояние входов, и предполагают разные источники питания. Панели активно покупают как российские предприятия, в частности Газпром, так и зарубежные. Оборудование применяется на добычных промыслах и на перерабатывающих производствах. Также из оборудования представлена панель для оператора во взрывозащищенном исполнении, это полностью наша разработка, новинка, демонстрация которой приурочена специально к выставке. Мы не первый раз принимаем участие в выставке «Нефтегаз» и рассчитываем, что, как и в прошлые годы, нам удастся найти новых заказчиков.



**Олег Бондарев,**  
руководитель проектов  
НПО Прибор Ганк:

Более 30 лет НПО ПРИБОР ГАНК занимается производством газоаналитического оборудования.

Сегодня на выставке Нефтегаз-2025 мы демонстрируем нашу новинку – Экобот Лаборант. Это интеллектуальный мобильный

пост экологического мониторинга, разработанный ООО «НПО «ПРИБОР» ГАНК» для работы на больших территориях, в заданном радиусе на промпредприятиях и в зоне, где есть риск для человеческой жизни на объектах I, II и III категории НВОС.

Робот оснащается анализаторами Ганк 4 РБС, которые могут измерять до восьми веществ одновременно. Линейку измерений

можно расширить до шестнадцати веществ одновременно в диапазоне атмосферного воздуха. Анализируются как стандартные вещества – оксид углерода, диоксид серы, сероводород, так и более специфические, такие, как углеводороды, хлор- и цианосодержащие вещества. Наше преимущество перед конкурентами – список из более трехсот анализируемых веществ.

Сами газоанализаторы – это небольшие приборы, и так как замеры вредных веществ производятся в разных погодных условиях, в конструкцию Экобота включено дополнительное оборудование для стабилизации процесса пробоотбора и подготовки проб к анализу. Экобот установлен на шасси, которое может быть как колесным, так и гусеничным.

Наша компания не в первый раз участвует в Нефтегазе. С первого дня понятно, что на выставочной площадке собралось много разноплановых специалистов, для которых было подготовлено много полезной информации и интересных стендов.

**Алексей Андреев,**  
руководитель продуктового  
направления электроаппаратов  
Электроцит Самара:

Сегодня на выставке «Нефтегаз» мы экспонируем флагманские решения нашей компании. В частности, на стенде представлены новые модели измерительных трансформаторов (класс напряжения 35 кВ) и силовые трансформаторы (на стенде можно видеть демообразец на 63 кВА). Наибольшее внимание посетителей стенда привлекает комплектное распределительное устройство элегазовой изоляции на класс напряжения 110 кВ. Это оборудование мы производим совместно с компанией Chint на нашей производственной площадке в Самаре. Оно используется для распределения электроэнергии на больших подстанциях для нефтегазового сектора.

Также на стенде представлено оборудование среднего напряжения – 35, 10 и 6 кВ. Благодаря элегазовой изоляции мы



достигаем минимальных размеров оборудования, что позволяет более просто устанавливать его на промобъектах. Такая ячейка находит применение на мобильных электроподстанциях и площадках с ограниченным пространством под оборудование.

Посетители нашего стенда могут также увидеть наше традиционное оборудование, которые мы выпускаем более 60 лет – ячейки с воздушной изоляцией.

Особенности этих экспонатов в том, что они спроектированы по новому стандарту ГОСТ 55-190, предъявляющему новые требования к безопасности и конструкции.

Выставка в целом насыщенная. Количество участников и экспонатов становится больше с каждым годом, но, на первый взгляд, несколько меньше представителей из Азии, однако это только первый день выставки.

**Чекин Игорь,**  
руководитель стандартной  
производственной программы  
Самсон контролс:

« На нашем стенде представлена трубопроводная арматура и средства автоматизации, которые компания производит с 1998 года, в 2015 году было открыто производство в России, в Ростовской области. На предприятии производят регулирующие клапаны, поворотные затворы, шаровые краны, криогенную арматуру и навесное оборудование. Сферы применения оборудования – это перерабатывающие, химические и другие предприятия, в том числе наши приборы работают в агрессивных средах. Материалы для их производства мы закупает



как в России, так и за рубежом, но по требованию можем изготовить оборудование полностью из российских материалов.

Для нас выставка «Нефтегаз» – это имиджевое мероприятие, от которого мы ожидаем новых контактов.

Китайские компании были представлены национальной экспозицией, которая, действительно, показала локальнее, чем в предыдущие годы, но чаще можно было услышать английскую и немецкую речь, что свидетельствует о возросшем интересе к российскому рынку европейских нефтегазовых компаний.

В последние дни много говорят о возвращении европейских компаний, ранее ушедших с российского рынка. Их приход может негативно сказаться на деятельности российских производителей, которые успели не только занять освободившиеся ниши, но и инвестировать в расширение производства, учитывая сложившиеся обстоятельства. Однако мнения участников выставки по этому вопросу не одинаковы.

«Мы негативно относимся к перспективе возвращения иностранных компаний на российский рынок. Когда они покинули Россию нам удалось занять новые ниши, и сейчас многие уже привыкли к нашей продукции и охотно ее покупают, пошел хороший подъем отечественных производителей, которые

предлагают много интересных решений. Поэтому мы считаем, что правительство должно придерживаться политики протекционизма, чтобы российские компании не потеряли свои вложения, инвестиции в новые разработки. Мы производим продукцию и вносим ее в российские реестры, и нам помогают требования применения российских изделий на предприятиях. Но возвращение иностранных компаний означает конкуренцию, в которой преимуществом западных компаний будут их рекламные возможности», – Айзин Владимир Саулович, генеральный директор компании ИнСАТ.

«Возвращение западных конкурентов не вызывает у нас паники. Мы уже работали с ними на российском рынке более 30 лет и давно заработали прочную репутацию. Да, наша доля рынка с уходом иностранных производителей существенно увеличилась, но им придется побороться за возвращение своих позиций. НПО Прибор Ганк уже зарекомендовал себя как надежный партнер и производитель качественного газоаналитического оборудования. Мы обратили время в свою пользу, поэтому европейцам придется приложить много усилий для возвращения своей доли рынка и не факт, что у них это получится», – Олег Бондарев, НПО Прибор Ганк.

«Возвращение западных компаний не пугает, мы рассчитываем на протекционистскую политику, на то, что правительство проработает меры, согласно которым на российских предприятиях должно использоваться российское оборудование, входящее в реестр Минпромторга. С уходом компаний часть рынка освободилась, и мы не упустили эту возможность, но сейчас нам интересно, как поведут себя заказчики, ведь госкомпании должны держать курс на импортозамещение», – Целикова Дарья Сергеевна, руководитель направления по работе с корпоративными клиентами, компания Взлет. ●



# 30 ЛЕТ НЕЙТРАЛИТЕТА ТУРКМЕНИСТАНА: ЭВОЛЮЦИЯ МНОГОВЕКТОРНОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ДИПЛОМАТИИ

В СТАТЬЕ ОСВЕЩЕНЫ КЛЮЧЕВЫЕ АСПЕКТЫ 30-ЛЕТИЯ НЕЙТРАЛИТЕТА ТУРКМЕНИСТАНА, ПРОВОЗГЛАШЕННОГО 12 ДЕКАБРЯ 1995 ГОДА И СТАВШЕГО ФУНДАМЕНТОМ ВНЕШНЕЙ ПОЛИТИКИ СТРАНЫ. НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВОЙ ЭКОНОМИКИ ТУРКМЕНИСТАНА, В ЭТОЙ СВЯЗИ НЕЙТРАЛИТЕТ СТАЛ ВАЖНЫМ ФАКТОРОМ, СПОСОБСТВУЮЩИМ ПРИВЛЕЧЕНИЮ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ И РАЗВИТИЮ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ. ТУРКМЕНИСТАН, ОСТАВАЯСЬ ВНЕ ПОЛИТИЧЕСКИХ БЛОКОВ И ВОЕННЫХ АЛЬЯНСОВ, СМОГ ВЫСТРОИТЬ ВЗАИМОВЫГОДНЫЕ ОТНОШЕНИЯ СО МНОГИМИ СТРАНАМИ МИРА, ЗАИНТЕРЕСОВАННЫМИ В ЕГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСАХ. В БУДУЩЕМ ТУРКМЕНИСТАН, ОПИРАЯСЬ НА ПРИНЦИПЫ НЕЙТРАЛИТЕТА, ПРОДОЛЖИТ ИГРАТЬ ВАЖНУЮ РОЛЬ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕГИОНА И РАЗВИТИИ МЕЖДУНАРОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ. ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ДИПЛОМАТИИ ТУРКМЕНИСТАНА СВЯЗАНЫ С ОСВОЕНИЕМ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ВНЕДРЕНИЕМ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И УКРЕПЛЕНИЕМ СОТРУДНИЧЕСТВА С ЗАРУБЕЖНЫМИ ПАРТНЕРАМИ. ВАЖНЫМ НАПРАВЛЕНИЕМ ЯВЛЯЕТСЯ РАЗВИТИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ. НЕЙТРАЛЬНЫЙ СТАТУС БУДЕТ И ВПРЕДЬ ОСТАВАТЬСЯ ВАЖНЫМ ФАКТОРОМ, СПОСОБСТВУЮЩИМ РЕАЛИЗАЦИИ ЭТИХ ПЛАНОВ И УКРЕПЛЕНИЮ ПОЗИЦИЙ ТУРКМЕНИСТАНА НА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ АРЕНЕ

*THE ARTICLE HIGHLIGHTS KEY ASPECTS OF THE 30TH ANNIVERSARY OF TURKMENISTAN'S NEUTRALITY, PROCLAIMED ON DECEMBER 12, 1995, WHICH BECAME THE FOUNDATION OF THE COUNTRY'S FOREIGN POLICY. THE OIL AND GAS INDUSTRY IS THE BACKBONE OF TURKMENISTAN'S ECONOMICS, AND IN THIS REGARD, NEUTRALITY HAS BECOME AN IMPORTANT FACTOR IN ATTRACTING FOREIGN INVESTMENT AND DEVELOPING STRATEGIC ENERGY PROJECTS. WHILE REMAINING OUTSIDE POLITICAL BLOCS AND MILITARY ALLIANCES, TURKMENISTAN HAS BEEN ABLE TO BUILD MUTUALLY BENEFICIAL RELATIONS WITH MANY COUNTRIES INTERESTED IN ITS ENERGY RESOURCES. IN THE FUTURE, BASED ON THE PRINCIPLES OF NEUTRALITY, TURKMENISTAN WILL CONTINUE TO PLAY AN IMPORTANT ROLE IN ENSURING THE REGION'S ENERGY SECURITY AND DEVELOPING INTERNATIONAL COOPERATION IN THE ENERGY SECTOR. PROSPECTS FOR THE FURTHER DEVELOPMENT OF TURKMENISTAN'S OIL AND GAS DIPLOMACY ARE ASSOCIATED WITH THE DEVELOPMENT OF NEW FIELDS, THE INTRODUCTION OF ADVANCED TECHNOLOGIES AND STRENGTHENING COOPERATION WITH FOREIGN PARTNERS. AN IMPORTANT AREA IS THE DEVELOPMENT OF RENEWABLE ENERGY SOURCES. NEUTRAL STATUS WILL CONTINUE TO BE AN IMPORTANT FACTOR IN THE IMPLEMENTATION OF THESE PLANS AND STRENGTHENING TURKMENISTAN'S POSITION IN THE GLOBAL ENERGY ARENA*

Ключевые слова: *нейтралитет, Центральная Азия, ООН, ОБСЕ, Энергетическая хартия, топливно-энергетический комплекс, СПГ, ВИЭ, газотранспортная система, цифровизация, технологии, модернизация, транспортировка, технологии.*

## Качелин Александр Сергеевич

*старший научный сотрудник,  
ФГБУН Институт экономики РАН,  
Центр инновационной экономики  
и промышленной политики,  
к.э.н.*

Туркменистан, расположенный в Центральной Азии на пересечении основных торговых направлений, на протяжении последних трех десятилетий демонстрирует уникальную модель внешнеэкономической и внешнеполитической активности,

основанной на принципе нейтралитета. Статус нейтралитета стал не только основой для формирования внешней политики страны, но и важным инструментом для развития многовекторной дипломатии, особенно в контексте нефтегазового сектора. Нейтралитет Туркменистана позволяет ему поддерживать сбалансированные отношения с различными государствами и международными организациями, что, в свою очередь, способствует укреплению его позиций на международной арене.

Актуальность научной публикации обусловлена не только юбилеем 30-летия нейтралитета, но и теми вызовами, с которыми сталкивается Туркменистан в современном мире.

В условиях глобальных изменений, таких как потепление климата, экономические кризисы, военная и политическая нестабильность в соседних регионах, нейтралитет страны становится важным фактором, способствующим поддержанию мира и стабильности. Важно отметить, что нейтральный статус Туркменистана не является статичным, а эволюционирует в ответ на изменяющиеся международные условия и внутренние потребности. В данной научной публикации будут освещены несколько ключевых аспектов, касающихся нейтралитета Туркменистана и его влияния на международные отношения. В первую очередь будет рассмотрен исторический контекст, в котором формировался нейтралитет, а также его эволюция на протяжении трех десятилетий. Это позволит понять, как исторические события и политические решения способствовали становлению нейтрального статуса как важного элемента внешней политики страны. Следующим важным аспектом станет анализ нейтралитета как основы внешней политики Туркменистана. Рассмотрим, как этот принцип влияет на формирование стратегий взаимодействия с другими государствами, а также на развитие многовекторной дипломатии, которая позволяет стране эффективно использовать свои ресурсы и возможности для достижения экономических и политических целей. В условиях нарастающих угроз, связанных с изменением климата и истощением природных ресурсов, Туркменистан активно участвует в международных инициативах, направленных на устойчивое развитие и охрану окружающей среды. Также будет рассмотрено значение нейтралитета в условиях глобальных вызовов, таких как международный терроризм, миграционные кризисы и экономические санкции. Проанализируем, как нейтральный статус позволяет Туркменистану сохранять независимость и гибкость в принятии решений, а также как он способствует укреплению позиций страны в международных переговорах. Наконец, статья будет завершена анализом будущего нейтралитета Туркменистана, включая возможные вызовы и перспективы, с которыми страна может столкнуться в ближайшие годы.

Обсудим, как внутренние и внешние факторы могут повлиять на дальнейшее развитие нейтрального статуса и его роль в международной политике. Таким образом, научная публикация направлена на глубокое понимание многогранного и динамичного характера нейтралитета Туркменистана, его влияния на внешнюю политику и экономику, а также на его значимость в контексте современных глобальных вызовов. Исследование этих аспектов позволит не только оценить достижения страны за последние три десятилетия, но и выявить ключевые направления для дальнейшего развития и укрепления позиций Туркменистана на международной арене.

### Исторический фактор нейтралитета Туркменистана

Туркменистан за последние три десятилетия прошел путь от новообразованного государства, стремящегося к международному признанию, до влиятельного игрока на мировой энергетической арене. Провозглашение нейтралитета в 1995 году стало краеугольным камнем внешней политики страны, предопределив ее многовекторный подход к международному сотрудничеству, особенно в сфере энергетики. Нейтралитет не просто закрепил за Туркменистаном статус внеблокового государства, но и предоставил уникальную возможность выстраивать отношения со всеми заинтересованными сторонами на основе взаимной выгоды и уважения.

Первоначальный этап нейтралитета был отмечен поиском оптимальных путей интеграции в мировую экономику. Туркменистан, обладающий колоссальными запасами углеводородов, осознавал, что энергетический сектор станет локомотивом его экономического развития. В то время как экспортные маршруты были ограничены и зависели от транзитной инфраструктуры соседних государств, страна начала активно продвигать концепцию диверсификации энергетических потоков. Это включало в себя переговоры по строительству новых трубопроводов в различных направлениях, привлечение иностранных инвестиций

в разработку месторождений и создание благоприятного инвестиционного климата.

Постепенно туркменская нефтегазовая дипломатия стала приобретать более зрелые формы. Страна не только укрепляла существующие партнерства, но и активно искала новые возможности для сотрудничества. Важным шагом стало развитие отношений с Китаем, который превратился в одного из ключевых потребителей туркменского газа. Строительство газопровода «Туркменистан – Китай» стало символом успешного энергетического сотрудничества, демонстрируя способность Туркменистана находить взаимовыгодные решения даже в сложных геополитических условиях.

В последующие годы Туркменистан продолжал укреплять свою роль в качестве надежного поставщика энергоресурсов. Страна инициировала и поддерживала различные проекты, направленные на расширение экспортной инфраструктуры и увеличение объемов добычи газа. Примером этого является проект строительства газопровода «Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия» (далее – ТАПИ), который, несмотря на определенные трудности, остается приоритетным для туркменской внешней политики. Этот проект является ярким примером стремления Туркменистана к диверсификации экспортных маршрутов и укреплению энергетической безопасности в регионе. ТАПИ рассматривается не только как экономический проект, но и как инструмент укрепления региональной стабильности и сотрудничества, а также вклад в социально-экономическое развитие соседних стран.

На современном этапе туркменская нефтегазовая дипломатия сталкивается с новыми вызовами и возможностями. Глобальная энергетическая трансформация, усиление конкуренции на рынках энергоносителей и изменение геополитической обстановки требуют от Туркменистана гибкости и инновационного подхода. Страна активно изучает возможности развития новых направлений энергетического сотрудничества, включая проекты в области возобновляемых источников энергии и энергоэффективности, участвует в решении вопросов

энергетической безопасности и устойчивого развития. Туркменистан также стремится к более активному участию в международных энергетических форумах и организациях, поддерживает международные инициативы, направленные на снижение выбросов парниковых газов и развитие возобновляемых источников энергии, продвигая свои интересы и внося вклад в формирование глобальной энергетической политики. Это свидетельствует о стремлении страны внести свой вклад в решение глобальных проблем и обеспечить устойчивое развитие энергетического сектора.

Важным аспектом эволюции туркменской нефтегазовой дипломатии является ее адаптация к меняющимся геополитическим реалиям. Туркменистан, оставаясь приверженным принципам нейтралитета, демонстрирует гибкость в выборе партнеров и проектов. Страна активно развивает отношения не только с традиционными потребителями энергоресурсов, такими как Россия, Иран и Китай, но и с новыми перспективными рынками Азии, Ближнего Востока, Закавказья и Европы. Это позволяет Туркменистану минимизировать риски, связанные с зависимостью от одного или нескольких направлений экспорта, и обеспечить стабильность поставок энергоресурсов.

Туркменистан активно привлекает иностранные компании с передовым опытом в области добычи, транспортировки и переработки углеводородов. Это позволяет стране повышать эффективность использования своих энергетических ресурсов и снижать воздействие на окружающую среду

Значительную роль в развитии туркменской нефтегазовой дипломатии играет использование современных технологий и инноваций. Туркменистан активно привлекает иностранные компании с передовым опытом в области добычи, транспортировки и переработки углеводородов.

Это позволяет стране повышать эффективность использования своих энергетических ресурсов и снижать воздействие на окружающую среду. Кроме того, Туркменистан уделяет внимание развитию собственной научно-

технической базы в сфере энергетики, обучению специалистов и внедрению новых технологий.

В перспективе туркменская нефтегазовая дипломатия будет продолжать играть важную роль в экономическом развитии страны и укреплении ее позиций на мировой арене. Туркменистан будет стремиться к дальнейшей диверсификации экспортных маршрутов, привлечению иностранных инвестиций в энергетический сектор и развитию новых направлений энергетического сотрудничества. Успешная реализация этих планов позволит Туркменистану сохранить и укрепить свою роль в качестве надежного и ответственного поставщика энергоресурсов, способствуя устойчивому развитию как своей страны, так и всего региона.

Важным направлением туркменской нефтегазовой дипломатии является развитие сотрудничества с международными организациями и финансовыми институтами. Туркменистан активно взаимодействует с такими организациями, как ООН, ОБСЕ и другими, для продвижения своих интересов в сфере энергетики и привлечения инвестиций в энергетический сектор. Сотрудничество с международными финансовыми институтами, такими как Всемирный банк и Азиатский банк развития, позволяет

Туркменистану привлекать финансирование для реализации крупных энергетических проектов и модернизации энергетической инфраструктуры.

Туркменская нефтегазовая дипломатия также уделяет внимание вопросам экологической безопасности и устойчивого развития. Страна принимает меры по снижению выбросов парниковых газов и повышению энергоэффективности в энергетическом секторе. Туркменистан активно развивает возобновляемые

источники энергии, такие как солнечная и ветровая энергия, и поддерживает международные инициативы, направленные на борьбу с изменением климата. Это свидетельствует о стремлении Туркменистана к устойчивому развитию энергетического сектора и обеспечению экологической безопасности для будущих поколений.

### Российско-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли

Российско-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли имеет давние и глубокие корни, уходящие в советское прошлое, когда Туркменистан являлся важной частью единой энергетической системы СССР. После обретения Туркменистаном независимости сотрудничество трансформировалось, но не утратило своей значимости. Россия осталась одним из ключевых партнеров Туркменистана в этой стратегической сфере, играя роль не только потребителя туркменского газа, но и поставщика технологий и оборудования для нефтегазового сектора.

Одним из наиболее значимых проектов в истории российско-туркменского сотрудничества являлся газопровод «Средняя Азия – Центр» (далее – САЦ), значительная часть которого проходит по территории Туркменистана и связывает его с российским газотранспортным коридором. Этот газопровод, построенный еще в советское время, долгое время оставался основным маршрутом для экспорта туркменского газа в Россию и далее в Европу. Однако с развитием новых экспортных маршрутов, таких как газопровод «Туркменистан – Китай», роль САЦ постепенно снижается.

Несмотря на диверсификацию экспортных маршрутов Туркменистана, российские компании продолжают проявлять интерес к участию в разработке туркменских нефтегазовых месторождений. Компании, такие как «Газпром», «ЛУКойл», «Стройтрансгаз», «Татнефть» и другие, принимали участие в разведке и добыче газа на территории Туркменистана, а также в модернизации газотранспортной инфраструктуры.

В последние годы на фоне меняющейся геополитической обстановки и энергетических рынков наблюдается переосмысление стратегии сотрудничества с акцентом на новые формы взаимодействия, такие как совместные проекты в области переработки газа и производства нефтехимической продукции.

Перспективы российско-туркменского сотрудничества в нефтегазовой отрасли во многом зависят от глобальной энергетической конъюнктуры, развития новых технологий и политической воли обеих сторон. Несмотря на конкуренцию со стороны других игроков на энергетическом рынке Центральной Азии, Россия сохраняет значительное влияние в регионе, а Туркменистан заинтересован в диверсификации своих экономических связей и привлечении иностранных инвестиций в свой нефтегазовый сектор. Поэтому можно ожидать, что сотрудничество будет продолжаться в различных формах, адаптируясь к новым вызовам и возможностям.

В частности, перспективным направлением может стать сотрудничество в области развития возобновляемых источников энергии и снижения выбросов парниковых газов в нефтегазовой отрасли. Учитывая возрастающую роль экологической повестки в мире, совместные проекты в этой сфере могут не только укрепить российско-туркменское сотрудничество, но и повысить конкурентоспособность обеих стран на мировом энергетическом рынке.

Важным аспектом дальнейшего сотрудничества является технологическое партнерство. Российские компании обладают значительным опытом и передовыми технологиями в области добычи, транспортировки и переработки углеводородов, которые могут быть востребованы в Туркменистане. В частности, речь идет о технологиях повышения нефтеотдачи пластов, освоения трудноизвлекаемых запасов, а также строительства и эксплуатации морских газопроводов. Передача этих технологий и совместная разработка новых решений позволит Туркменистану повысить эффективность своей нефтегазовой отрасли и укрепить свой энергетический потенциал.

Особое внимание следует уделить развитию газохимической промышленности Туркменистана. Строительство новых газоперерабатывающих заводов и комплексов по производству полимеров и других продуктов глубокой переработки газа позволит Туркменистану не только увеличить добавленную стоимость экспортируемой продукции, но и создать новые рабочие места и стимулировать развитие смежных отраслей экономики. Российские компании могут принять участие в реализации этих проектов, предоставляя технологии, оборудование и инвестиции.

Кроме того, необходимо учитывать геополитический контекст и конкуренцию на энергетическом рынке Центральной Азии. Китай, Европейский союз и другие страны проявляют интерес к туркменским энергоресурсам и стремятся расширить свое присутствие в регионе. В этой ситуации России и Туркменистану важно укреплять свои двусторонние связи и координировать свои действия на международной арене, чтобы защитить свои экономические интересы и обеспечить стабильность на энергетическом рынке.

**Строительство новых газоперерабатывающих заводов и комплексов по производству полимеров позволит Туркменистану увеличить добавленную стоимость экспортируемой продукции и стимулировать развитие смежных отраслей экономики. Российские компании могут принять участие в реализации этих проектов, предоставляя технологии, оборудование и инвестиции**

В контексте технологического партнерства перспективным направлением является сотрудничество в области цифровизации нефтегазовой отрасли Туркменистана. Внедрение современных информационных технологий, систем автоматизации и управления производством, а также разработка программного обеспечения для моделирования и оптимизации технологических процессов позволит повысить эффективность добычи, транспортировки и переработки углеводородов, снизить издержки и минимизировать экологическое воздействие. Российские компании, обладающие опытом в разработке

и внедрении подобных решений, могут предложить Туркменистану комплексные проекты по цифровой трансформации нефтегазовой отрасли.

Развитие сотрудничества в области подготовки кадров является еще одним важным элементом укрепления российско-туркменского партнерства в нефтегазовой сфере. Организация совместных образовательных программ, стажировок и обмена опытом позволит туркменским специалистам получить доступ к передовым знаниям и технологиям, а также повысить свою квалификацию. Российские вузы и научно-исследовательские институты могут сыграть ключевую роль в этом процессе, предоставляя образовательные услуги и проводя совместные научные исследования. Важным аспектом является создание благоприятных условий для привлечения российских инвестиций в нефтегазовую отрасль Туркменистана. Обеспечение правовой защиты инвестиций, упрощение административных процедур и предоставление налоговых льгот будет способствовать увеличению притока капитала и реализации

новых проектов. Необходимо также разработать механизмы финансирования совместных проектов, включая привлечение средств международных финансовых институтов и создание совместных инвестиционных фондов.

Наконец, следует учитывать экологические аспекты развития нефтегазовой отрасли. Внедрение современных экологически чистых технологий, проведение экологического мониторинга и минимизация выбросов вредных веществ позволит снизить негативное воздействие на окружающую среду и обеспечить устойчивое развитие отрасли.

Российские компании могут предложить Туркменистану решения в области утилизации попутного нефтяного газа, очистки сточных вод и рекультивации земель, загрязненных нефтепродуктами.

### Ирано-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли

Ирано-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли имеет долгую и сложную историю, характеризующуюся периодами интенсивного взаимодействия и моментами напряженности. Обладая общими границами и значительными запасами углеводородов, обе страны рассматривают энергетический сектор как ключевой элемент двусторонних отношений. Основным направлением сотрудничества долгое время являлись поставки туркменского газа в Иран, обеспечивавшие потребности северных регионов Ирана и приносившие Туркменистану стабильный доход. Основными наиболее значимыми проектами стали газопроводы «Корпедже – Курт-Куи» протяженностью 200 км и мощностью до 14 млрд м<sup>3</sup> в год, построенный в 1997 г., и «Довлетабад – Серахс – Хангеран» протяженностью 182 км с мощностью 12 млрд м<sup>3</sup> в год, запущенный в эксплуатацию в 2010 году. Эти газопроводы позволили Туркменистану диверсифицировать экспортные маршруты, а Ирану – укрепить свою энергетическую безопасность. Однако в последующие годы возникли разногласия по поводу цены на газ и накопленной задолженности иранской стороны, что привело к приостановке поставок в 2017 году.

Несмотря на возникшие трудности, обе страны неоднократно заявляли о заинтересованности в возобновлении и расширении сотрудничества в энергетической сфере. Обсуждались различные варианты, включая увеличение поставок газа, участие иранских компаний в разработке туркменских месторождений и строительство новых газопроводов. Важным фактором является также стремление обеих стран к региональной энергетической интеграции, в частности к участию в проектах по транспортировке газа в Южную Азию.

Перспективы ирано-туркменского сотрудничества в нефтегазовой отрасли зависят от множества факторов, включая политическую волю руководства обеих стран, экономическую конъюнктуру и геополитическую ситуацию в регионе. Успешное преодоление существующих разногласий и реализация новых проектов могут существенно укрепить экономические связи между Ираном и Туркменистаном и способствовать стабильности в регионе.

В последние годы наблюдается тенденция к активизации диалога и поиску компромиссных решений. Подписание новых соглашений и меморандумов о взаимопонимании свидетельствует о намерении обеих стран вывести сотрудничество на новый уровень и совместно разрабатывать энергетические ресурсы, используя современные технологии и учитывая интересы всех сторон.

Возобновление сотрудничества в 2018 году, после урегулирования долговых споров, стало важным шагом на пути к восстановлению доверия и укреплению партнерских отношений. Поставки туркменского газа в Иран были возобновлены, хотя и в меньших объемах, чем ранее. Это позволило Ирану диверсифицировать свои источники энергии и снизить зависимость от собственных газовых месторождений, а Туркменистану – сохранить важный экспортный рынок.

Важным направлением взаимодействия является также сотрудничество в сфере обмена опытом, подготовки кадров и технологий. Иран обладает развитой нефтегазовой промышленностью и может предложить Туркменистану свои знания и опыт в области строительства инфраструктуры и подготовки кадров. Организация совместных учебных программ и стажировок может способствовать повышению квалификации туркменских кадров и укреплению сотрудничества между научно-исследовательскими институтами обеих стран. Иран имеет значительный опыт в нефтегазовой отрасли и готов делиться своими знаниями и технологиями с туркменскими специалистами. Укрепление правовой базы сотрудничества

также является важным условием для успешной реализации совместных проектов. Заключение новых соглашений и внесение изменений в существующие должны способствовать созданию более предсказуемой и благоприятной среды для инвестиций и бизнеса. Необходимо также обеспечить эффективный механизм разрешения споров, который позволит быстро и справедливо разрешать возникающие разногласия.

В свою очередь, Туркменистан заинтересован в привлечении иранских инвестиций и технологий для модернизации своей нефтегазовой отрасли и повышения эффективности производства.

Помимо поставок газа, обе страны рассматривают возможности сотрудничества в сфере электроэнергетики. Иран импортирует электроэнергию из Туркменистана, что позволяет ему удовлетворять растущий спрос на электроэнергию в северных регионах страны. Обсуждаются также проекты по строительству новых линий электропередачи и увеличению объемов поставок электроэнергии.

Геополитический контекст оказывает значительное влияние на ирано-туркменское сотрудничество в нефтегазовой сфере. Обе страны заинтересованы в укреплении региональной стабильности и безопасности, а также в противодействии внешнему вмешательству в свои внутренние дела. Энергетическое сотрудничество может служить важным инструментом для достижения этих целей, способствуя укреплению экономических связей и доверия между двумя странами. Успешная реализация совместных энергетических проектов может стать примером взаимовыгодного сотрудничества и способствовать развитию региональной интеграции.

Перспективы дальнейшего развития ирано-туркменского сотрудничества в нефтегазовой сфере выглядят многообещающими, несмотря на существующие вызовы. Важным фактором является политическая воля руководства обеих стран к углублению партнерства и расширению сфер взаимодействия. Поддержка на высшем уровне создает благоприятные условия для реализации совместных проектов и преодоления возможных препятствий.

Одним из перспективных направлений является развитие транзитной инфраструктуры. Туркменистан, обладая значительными запасами газа, стремится диверсифицировать маршруты его экспорта, а Иран может выступать в качестве важного транзитного коридора для поставок туркменского газа в другие страны региона и за его пределы. Реализация таких проектов потребует значительных инвестиций и согласованных действий, но может принести существенные выгоды обеим сторонам.

В контексте глобальной энергетической повестки дня ирано-туркменское сотрудничество приобретает особое значение. Обе страны сталкиваются с вызовами, связанными с изменением климата и необходимостью перехода к более устойчивым источникам энергии. Сотрудничество в области разработки и внедрения «зеленых» технологий, таких как возобновляемая энергетика и энергоэффективность, может стать важным направлением будущего партнерства.

Однако на пути развития ирано-туркменского сотрудничества в нефтегазовой сфере существуют определенные риски и вызовы. К ним относятся геополитическая нестабильность в регионе, санкционное давление на Иран, а также конкуренция со стороны других поставщиков газа. Преодоление этих вызовов потребует от обеих стран гибкости, стратегического мышления и готовности к поиску компромиссных решений. Тем не менее потенциальные выгоды от углубления энергетического партнерства делают его важным приоритетом для обеих стран.

Еще одним перспективным направлением является расширение сотрудничества в области нефтехимии. Иран обладает развитой нефтехимической промышленностью, и Туркменистан может стать важным поставщиком сырья для иранских предприятий. Это позволит Ирану увеличить объемы производства нефтехимической продукции, а Туркменистану – диверсифицировать свою экономику и создать новые рабочие места. Совместные проекты в этой области могут включать строительство новых нефтехимических комплексов на территории обеих стран.

Таким образом, ирано-туркменское сотрудничество в нефтегазовой сфере имеет большой потенциал для дальнейшего развития. Преодоление существующих вызовов и рисков потребует от обеих стран последовательных усилий и готовности к конструктивному диалогу. Однако реализация совместных проектов в области транзита, нефтехимии, «зеленых» технологий и подготовки кадров может принести существенные выгоды обеим странам и способствовать укреплению региональной энергетической безопасности.

### Китайско-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли

Китайско-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли является краеугольным камнем двусторонних отношений, оказывающим значительное влияние на экономическое развитие обеих стран. Туркменистан, обладающий четвертыми по величине запасами природного газа в мире, стал ключевым поставщиком этого ресурса в Китай, опередив Россию, удовлетворяя растущие энергетические потребности китайской экономики. В свою очередь, Китай инвестирует значительные средства в развитие туркменской нефтегазовой инфраструктуры, предоставляя технологии и опыт, необходимые для увеличения добычи и транспортировки углеводородов.

Одним из наиболее знаковых проектов, символизирующих это сотрудничество, является газопровод «Центральная Азия – Китай» протяженностью 1833 км и мощностью до 55 млрд м<sup>3</sup> в год, состоящий из трех веток – «А», «В» и «С», введенных в эксплуатацию в 2009 году. Планируется строительство четвертой ветки «D» газопровода, которое откладывается из-за разногласий между странами по цене. Этот масштабный инфраструктурный проект, проходящий через территорию Узбекистана и Казахстана, позволяет транспортировать туркменский газ непосредственно в Китай, обеспечивая стабильные поставки и диверсифицируя экспортные маршруты Туркменистана. Увеличение пропускной способности газопровода является приоритетной

задачей, что отражается в постоянных инвестициях в его модернизацию и расширение.

Помимо транспортировки газа, китайские компании активно участвуют в разработке туркменских газовых месторождений. CNPC (China National Petroleum Corporation) является одним из крупнейших иностранных инвесторов в нефтегазовый сектор Туркменистана, осуществляя разработку крупных месторождений и вкладывая средства в строительство перерабатывающих заводов. Такое взаимодействие позволяет Туркменистану увеличивать объемы добычи и экспорта, а Китаю – обеспечивать стабильный доступ к энергетическим ресурсам.

Стратегическое значение китайско-туркменского энергетического партнерства выходит за рамки экономического выгоды. Оно укрепляет политические связи между двумя странами, способствуя развитию доверия и взаимопонимания. Энергетическая безопасность становится важным элементом двусторонних отношений, определяя приоритеты и направления сотрудничества в других областях, таких как торговля, инвестиции и инфраструктурное развитие. В будущем можно ожидать дальнейшего углубления сотрудничества в нефтегазовой сфере, включая расширение существующих проектов и разработку новых месторождений. Учитывая растущую потребность Китая в энергии и стремление Туркменистана к диверсификации экспортных рынков, партнерство в нефтегазовой отрасли продолжит оставаться важным фактором стабильности и процветания обеих стран.

Развитие возобновляемой энергетики также становится перспективным направлением китайско-туркменского сотрудничества. Туркменистан, обладая значительным потенциалом в области солнечной и ветровой энергии, заинтересован в привлечении китайских технологий и инвестиций для развития этой отрасли. Китай, в свою очередь, накопил значительный опыт в развитии возобновляемой энергетики и готов делиться своими знаниями и технологиями с туркменскими партнерами. Совместные проекты в этой области не только помогут Туркменистану

диверсифицировать свой энергетический баланс, но и будут способствовать сокращению выбросов парниковых газов и улучшению экологической обстановки в регионе.

Кроме того, сотрудничество в нефтегазовой сфере стимулирует развитие смежных отраслей в обеих странах. В Туркменистане растет спрос на современное оборудование и технологии для нефтегазовой промышленности, что создает возможности для китайских производителей. Китайские компании, в свою очередь, нуждаются в квалифицированных кадрах для работы на проектах в Туркменистане, что способствует развитию образовательных программ и обмену опытом между специалистами двух стран. Создание совместных образовательных программ и обмен студентами между китайскими и туркменскими университетами позволит подготовить высококвалифицированных специалистов, обладающих знаниями и навыками, необходимыми для работы на современных энергетических объектах. Это также будет способствовать обмену опытом и передовыми практиками в области управления проектами и эксплуатации оборудования.

Таким образом, энергетическое партнерство оказывает мультипликативный эффект на экономическое развитие обеих стран, создавая новые рабочие места и стимулируя инновации. Однако, несмотря на очевидные выгоды, китайско-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли сталкивается с рядом вызовов. Транспортные риски, связанные с прохождением газопровода через несколько стран, политическая нестабильность в регионе и колебания цен на энергоносители могут оказывать негативное влияние на стабильность поставок и прибыльность проектов. Поэтому обе страны должны уделять пристальное внимание вопросам безопасности, диверсификации маршрутов и разработке гибких ценовых механизмов.

В целом китайско-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли представляет собой пример успешного стратегического партнерства, основанного на взаимной выгоде и долгосрочных интересах.

Углубление этого сотрудничества будет способствовать экономическому развитию обеих стран, укреплению политических связей и обеспечению энергетической безопасности в регионе.

Перспективным направлением является также сотрудничество в сфере разработки и внедрения инновационных технологий в нефтегазовой отрасли. Совместные научно-исследовательские проекты, направленные на повышение эффективности добычи и переработки углеводородов, снижение экологического воздействия и разработку новых материалов и оборудования, могут принести значительные выгоды обеим сторонам. При этом важно учитывать специфику туркменских месторождений и адаптировать китайские технологии к местным условиям.

Важным аспектом является также развитие портовой инфраструктуры и логистических центров, что позволит упростить и ускорить транспортировку оборудования и материалов.

Несмотря на существующие вызовы, перспективы китайско-туркменского энергетического партнерства остаются весьма оптимистичными. Обе страны демонстрируют заинтересованность в углублении сотрудничества и готовы работать над преодолением существующих препятствий. Реализация совместных проектов в области возобновляемой энергетики, нефтегазовой промышленности и транспортной инфраструктуры позволит укрепить экономические связи, обеспечить энергетическую безопасность и способствовать развитию обеих стран.

В дополнение к вышеуказанным направлениям, стоит обратить внимание на развитие сервисных услуг для нефтегазовой отрасли. Создание совместных предприятий, специализирующихся на оказании услуг по ремонту и обслуживанию оборудования, проведению геофизических исследований и буровых работ, позволит не только снизить зависимость от иностранных поставщиков, но и создать новые рабочие места в обеих странах. При этом необходимо обеспечить трансфер технологий и обучение местных специалистов для постепенной локализации производства и услуг.

Важным фактором успешного энергетического сотрудничества является создание благоприятного инвестиционного климата. Упрощение процедур лицензирования и налогообложения, защита прав инвесторов и обеспечение стабильности законодательства позволят привлечь дополнительные инвестиции в нефтегазовую отрасль Туркменистана и стимулировать развитие новых проектов. В этом контексте опыт Китая в создании специальных экономических зон и привлечении иностранных инвестиций может быть весьма полезным для Туркменистана.

Для повышения эффективности энергетического сотрудничества необходимо активно использовать цифровые технологии. Внедрение систем автоматизированного управления производством, анализа больших данных и искусственного интеллекта позволит оптимизировать процессы добычи, переработки и транспортировки углеводородов, а также повысить безопасность и экологичность энергетических объектов. Совместные проекты в области разработки и внедрения цифровых решений могут стать драйвером инновационного развития энергетической отрасли обеих стран.

В целом китайско-туркменское энергетическое партнерство обладает огромным потенциалом для дальнейшего развития. Реализация совместных проектов в области подготовки кадров, разработки инновационных технологий, укрепления транспортной инфраструктуры и развития сервисных услуг позволит укрепить экономические связи, обеспечить энергетическую безопасность и способствовать устойчивому развитию обеих стран. При этом важно учитывать взаимные интересы и строить сотрудничество на принципах равенства, взаимной выгоды и долгосрочной перспективы.

### Европейско-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли

Европейско-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли имеет стратегическое значение как для Туркменистана, обладающего колоссальными запасами природного газа, так и для

Европейского союза (далее – ЕС), стремящегося к диверсификации источников энергоснабжения. Богатые углеводородные ресурсы Туркменистана, по оценкам экспертов, занимают четвертое место в мире по запасам природного газа, что делает страну ключевым игроком на энергетической карте региона. Европейские компании, обладая передовыми технологиями и опытом, заинтересованы в разработке и транспортировке этих ресурсов на европейский рынок.

Одним из наиболее перспективных направлений сотрудничества является проект Транскаспийского газопровода (далее – ТКГ), который предусматривает транспортировку туркменского газа через Каспийское море в Азербайджан, а затем в Турцию и страны ЕС. Реализация этого проекта позволит существенно снизить зависимость Европы от алжирских, катарских, американских и российских поставок газа и укрепить энергетическую безопасность региона. Несмотря на геополитические и инфраструктурные вызовы, проект ТКГ остается приоритетным для ЕС и Туркменистана. Активное участие в туркменском нефтегазовом секторе принимают такие крупные европейские энергетические компании, как «BP», «Total», «ENI» и другие. Они осуществляют инвестиции в разработку месторождений, модернизацию инфраструктуры и внедрение передовых технологий. Эти компании не только способствуют увеличению добычи углеводородов, но и содействуют развитию профессиональных навыков местных специалистов, передавая свой опыт и знания.

Помимо добычи и транспортировки, европейские компании также активно участвуют в проектах по переработке природного газа и производству нефтехимической продукции в Туркменистане. Строительство современных комплексов по производству полиэтилена, полипропилена и других продуктов нефтехимии позволяет стране не только экспортировать сырье, но и увеличивать добавленную стоимость продукции, создавая новые рабочие места и стимулируя развитие национальной экономики.

Развитие европейско-туркменского сотрудничества в нефтегазовой отрасли является взаимовыгодным

процессом, способствующим укреплению энергетической безопасности Европы, диверсификации экономики Туркменистана и привлечению передовых технологий и инвестиций в страну. Дальнейшее углубление сотрудничества, развитие инфраструктуры и создание благоприятных условий для инвестиций будут способствовать реализации потенциала этого стратегического партнерства.

Однако сотрудничество в нефтегазовой сфере сопряжено с рядом вызовов, включая вопросы экологической безопасности и устойчивого развития. Европейские компании, работающие в Туркменистане, обязаны соблюдать строгие экологические стандарты и внедрять наилучшие доступные технологии для минимизации воздействия на окружающую среду. Важным аспектом является также обеспечение прозрачности и отчетности в отношении экологических показателей, что способствует укреплению доверия между сторонами и устойчивому развитию отрасли.

В контексте энергетического перехода и глобального стремления к декарбонизации, европейско-туркменское сотрудничество должно учитывать перспективные направления развития возобновляемой энергетики и энергоэффективности. Как ранее было отмечено, Туркменистан обладает значительным потенциалом в области солнечной и ветровой энергии, и европейские компании могут внести свой вклад в развитие этих секторов. Инвестиции в возобновляемые источники энергии и внедрение энергоэффективных технологий позволят Туркменистану диверсифицировать энергетический баланс и снизить выбросы парниковых газов.

Несмотря на существующие сложности, перспективы европейско-туркменского сотрудничества в нефтегазовой отрасли остаются весьма обнадеживающими. Важным фактором является также развитие транспортной инфраструктуры, включая строительство новых газопроводов и модернизацию существующих.

Следовательно, европейско-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли представляет собой стратегически

важный элемент энергетической безопасности Европы и экономического развития Туркменистана. Углубление партнерства, основанное на принципах взаимной выгоды, экологической устойчивости и прозрачности, позволит реализовать потенциал этого сотрудничества и обеспечить долгосрочные перспективы развития энергетического сектора в регионе.

## Арабско-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли

Туркменистан является ключевым игроком на энергетическом рынке Центральной Азии. Арабские страны, особенно Саудовская Аравия и Объединенные Арабские Эмираты, проявляют устойчивый интерес к туркменским углеводородным ресурсам, рассматривая их как важный элемент диверсификации своих энергетических портфелей и укрепления энергетической безопасности. Сотрудничество между Туркменистаном и арабскими странами в нефтегазовой отрасли осуществляется по нескольким направлениям, включая инвестиции в разработку месторождений, строительство инфраструктуры для транспортировки газа и нефти, а также обмен опытом и технологиями. Арабские компании активно участвуют в реализации крупных энергетических проектов на территории Туркменистана, таких как строительство газопроводов и нефтеперерабатывающих заводов.

Развитие арабско-туркменского сотрудничества в нефтегазовой сфере способствует укреплению экономических связей между регионом Центральной Азии и Ближним Востоком. Это партнерство создает благоприятные условия для привлечения инвестиций, трансфера технологий и развития энергетической инфраструктуры, что в конечном итоге способствует устойчивому экономическому росту и процветанию обеих сторон. В будущем ожидается дальнейшее углубление и расширение сотрудничества между Туркменистаном и арабскими странами в нефтегазовой отрасли. Реализация новых совместных проектов, направленных на разработку и транспортировку углеводородных ресурсов, будет

способствовать укреплению энергетической безопасности и развитию экономических связей между двумя регионами.

Важным аспектом арабско-туркменского сотрудничества является также обмен опытом и знаниями в области нефтегазовых технологий. Туркменские специалисты получают возможность перенимать передовые практики у своих арабских коллег, а арабские компании могут извлечь выгоду из уникального опыта Туркменистана в разработке газовых месторождений в сложных геологических условиях. Это взаимовыгодное сотрудничество способствует повышению эффективности и устойчивости нефтегазовой отрасли обеих сторон.

Помимо прямых инвестиций и участия в проектах, арабские страны также оказывают финансовую поддержку Туркменистану в развитии энергетической инфраструктуры. Льготные кредиты и гранты направляются на модернизацию существующих и строительство новых объектов, что способствует повышению экспортного потенциала Туркменистана и укреплению его позиций на мировом энергетическом рынке.

Перспективы арабско-туркменского сотрудничества не ограничиваются только нефтегазовой сферой. Рассматриваются возможности расширения сотрудничества в других областях, таких как возобновляемая энергетика, транспорт и логистика, а также развитие инфраструктуры. Это позволит диверсифицировать экономические связи между двумя регионами и создать новые возможности для роста и развития.

Важную роль в углублении арабско-туркменских связей играет культурный обмен. Организация совместных культурных мероприятий, фестивалей и выставок способствует укреплению взаимопонимания и доверия между народами. Знакомство с богатым культурным наследием друг друга позволяет лучше понять ценности и традиции, что, в свою очередь, создает благоприятную основу для развития сотрудничества в различных сферах. Особое внимание уделяется образовательным программам, обмену студентами и преподавателями, что способствует подготовке квалифицированных кадров для обеих стран.

Активное развитие получает сотрудничество в области сельского хозяйства. Туркменские производители заинтересованы в поставках сельскохозяйственной продукции на рынки арабских стран, а арабские компании, в свою очередь, могут предложить Туркменистану передовые технологии в области сельского хозяйства и переработки сельскохозяйственной продукции. Обмен опытом в области орошения и управления водными ресурсами также представляет взаимный интерес, учитывая климатические особенности обоих регионов.

Развитие транспортной инфраструктуры является еще одним перспективным направлением арабско-туркменского сотрудничества. Строительство новых автомобильных и железных дорог, а также модернизация существующих транспортных коридоров способствует увеличению товарооборота и облегчает транзит грузов между Центральной Азией и Ближним Востоком. Создание совместных логистических центров и транспортных компаний позволит оптимизировать транспортные потоки и снизить транспортные издержки.

В целом арабско-туркменское сотрудничество демонстрирует устойчивую тенденцию к расширению и углублению. Стратегическое партнерство в нефтегазовой сфере дополняется сотрудничеством в других важных областях, таких как культура, сельское хозяйство и транспорт. Это свидетельствует о стремлении обеих сторон к диверсификации экономических связей и созданию прочной основы для долгосрочного и взаимовыгодного сотрудничества, способствующего устойчивому развитию и процветанию в регионе.

Подводя итог, арабско-туркменское сотрудничество в нефтегазовой отрасли представляет собой стратегически важное партнерство, которое способствует укреплению энергетической безопасности, развитию экономических связей и обмену опытом между Центральной Азией и Ближним Востоком. В будущем можно ожидать дальнейшего развития этого сотрудничества, с реализацией новых совместных проектов и расширением областей взаимодействия. Это, безусловно, принесет

значительные выгоды обеим сторонам и будет способствовать устойчивому экономическому росту и процветанию в регионе.

## Заключение

Подводя итог, можно отметить, что 30 лет нейтралитета стали периодом динамичного развития туркменской нефтегазовой дипломатии. Страна смогла не только укрепить свою энергетическую безопасность, но и стать важным игроком на мировой энергетической арене. Приверженность принципам нейтралитета, многовекторный подход и стремление к взаимовыгодному сотрудничеству позволяют Туркменистану успешно адаптироваться к изменяющимся условиям и продолжать развивать свой энергетический потенциал в интересах своего народа и международного сообщества. Будущее туркменской нефтегазовой дипломатии видится в дальнейшем укреплении существующих партнерств, развитии новых направлений сотрудничества и активном участии в формировании устойчивой и безопасной глобальной энергетической системы.

Учитывая вышеизложенное, следует отметить, что туркменская нефтегазовая дипломатия представляет собой комплексную и многогранную систему, направленную на продвижение национальных интересов в сфере энергетики, укрепление позиций страны на мировой арене и обеспечение устойчивого развития. Туркменистан активно адаптируется к меняющимся геополитическим реалиям, развивает сотрудничество с различными партнерами и использует современные технологии и инновации для повышения эффективности использования своих энергетических ресурсов. Успешная реализация планов и инициатив в сфере нефтегазовой дипломатии позволит Туркменистану сохранить и укрепить свою роль в качестве надежного и ответственного поставщика энергоресурсов, способствуя устойчивому развитию как своей страны, так и всего региона. ●

KEYWORDS: *neutrality, Central Asia, UN, OSCE, Energy Charter, fuel and energy complex, LNG, renewable energy sources, gas transportation system, digitalization, technologies, modernization, transportation, technologies.*



# СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СВОЙСТВ АРКТИЧЕСКОЙ НЕФТИ

ИССЛЕДОВАНЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ АРКТИЧЕСКОЙ НЕФТИ СИБИРИ ИЗ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО, ЛЕНО-ТУНГУССКОГО, ЕНИСЕЙ-АНАБАРСКОГО И ПРИТИХООКЕАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ИНФОРМАЦИИ ИЗ БАЗЫ ДАННЫХ ПО ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ УГЛЕВОДОРОДОВ, СОЗДАННОЙ И ИСПОЛЪЗУЕМОЙ В ИНСТИТУТЕ ХИМИИ НЕФТИ СО РАН БОЛЕЕ ТРЕХ ДЕСЯТИЛЕТИЙ. ПОКАЗАНО, ЧТО АРКТИЧЕСКИЕ НЕФТИ ОТЛИЧАЮТСЯ ОТНОСИТЕЛЬНО НИЗКИМ СОДЕРЖАНИЕМ СЕРЫ И СМОЛ, В СРЕДНЕМ ЯВЛЯЮТСЯ ЛЕГКИМИ ИЛИ СРЕДНЕЙ ПЛОТНОСТИ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ТЯЖЕЛЫЕ И ВЯЗКИЕ НЕФТИ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ СИБИРИ ПО СВОИМ СВОЙСТВАМ ПРАКТИЧЕСКИ НЕ ОТЛИЧАЮТСЯ И ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ МАЛЫМИ КОНЦЕНТРАЦИЯМИ ПАРАФИНОВ, АСФАЛТЕНОВ, СЕРЫ И МЕТАЛЛОВ. ТЕМПЕРАТУРА ЗАСТЫВАНИЯ НАХОДИТСЯ В ДИАПАЗОНЕ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР. УСТАНОВЛЕННЫЕ ОТЛИЧИЯ ОПРЕДЕЛЯЮТ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ, ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ КРИТИЧЕСКИ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР. СТАТЬЯ МОЖЕТ ПРЕДСТАВЛЯТЬ ИНТЕРЕС ДЛЯ СПЕЦИАЛИСТОВ И КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА, СВЯЗАННЫХ С ПРОЕКТАМИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИКЕ

*THE PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF HARD-TO-RECOVER ARCTIC OIL FROM SIBERIA FROM THE WEST SIBERIAN, LENA-TUNGUSKA, YENISEI-ANABAR AND PACIFIC OIL AND GAS BASINS WERE STUDIED BASED ON THE ANALYSIS OF INFORMATION FROM THE DATABASE ON THE PHYSICO-CHEMICAL CHARACTERISTICS OF HYDROCARBONS, CREATED AND USED AT THE INSTITUTE OF PETROLEUM CHEMISTRY SB RAS FOR MORE THAN THREE DECADES. IT WAS SHOWN THAT ARCTIC OILS ARE CHARACTERIZED BY A RELATIVELY LOW CONTENT OF SULFUR AND RESINS, AND ARE, ON AVERAGE, LIGHT OR MEDIUM DENSITY. IT WAS FOUND THAT HEAVY AND VISCOUS OILS FROM THE ARCTIC ZONE OF SIBERIA ARE PRACTICALLY THE SAME IN THEIR PROPERTIES AND ARE CHARACTERIZED BY LOW CONCENTRATIONS OF PARAFFINS, ASPHALTENES, SULFUR AND METALS. THE POUR POINT IS IN THE RANGE OF NEGATIVE TEMPERATURES. THE ESTABLISHED DIFFERENCES DETERMINE THE FEATURES OF THE DEVELOPMENT, PRODUCTION AND TRANSPORTATION OF HARD-TO-RECOVER OIL IN CONDITIONS OF CRITICALLY LOW TEMPERATURES. THE ARTICLE MAY BE OF INTEREST TO SPECIALISTS AND COMPANIES IN THE OIL AND GAS SECTOR ASSOCIATED WITH PROJECTS FOR THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS IN THE ARCTIC*

Ключевые слова: трудноизвлекаемая нефть, физико-химические свойства нефти, нефтегазоносные бассейны, месторождения, Арктика.

**Яценко  
Ирина Германовна**

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, заведующая лабораторией «Научно-исследовательский информационный центр с музеем нефти»

В Арктике сконцентрированы крупнейшие запасы углеводородов, объемы которых составляют около 200 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Согласно оценкам экспертов Национального нефтяного Совета США (National Petroleum Council), в Арктике находится более 25% мировых неразведанных запасов нефти и газа [1–4], почти половина которых

приходится на Арктическую зону Сибири, включающую, согласно [5–8], территории Ямало-Ненецкого и Чукотского автономных округов и отдельные северные административные образования Якутии и Красноярского края. В мировой энергетике наблюдается переход на новые технологические процессы.

УДК 553.982

Движущей силой такого перехода становятся изменения в топливно-энергетическом комплексе, связанные с напряженной экологической ситуацией [7, 9], что делает актуальными разработку и применение энергосберегающих и ресурсосберегающих технологий. В мире за последние годы объем инвестиций в новые проекты в нефтедобыче, в частности в Арктике, сокращается из-за привлекательности вложений в сферу возобновляемой энергетики при снижении сроков окупаемости данных проектов. Более того, обязательным условием недропользования в Арктике становится высокая степень экологической безопасности добычи и транспортировки ресурсов, соблюдение природоохранных требований и снижение углеродного следа по всей цепочке нефтегазового производства [7].

Однако для России Арктика становится одной из важных территорий развития энергетических и других секторов экономики. В государственной политике Российской Федерации разработка перспективных арктических месторождений признается основой стабильного экономического роста, а также драйвером разработки и внедрения инновационных технико-экологических решений [7]. Крупномасштабное освоение нефтегазовых ресурсов Арктики является ключевым фактором развития удаленных регионов, позволяющим решать не только отраслевые проблемы, но и способствовать социально-экономическому развитию северных территорий [10–15].

Основными целями развития нефтегазового комплекса в Арктике являются производство высокотехнологичной продукции для обеспечения национальных потребностей в энергоресурсах и стабильного экспорта; развитие собственных инновационных технологий и снижение импортозависимости отечественной промышленности; реализация геополитических интересов страны в арктическом регионе и увеличение грузопотока по Северному морскому пути; содействие социально-

экономическому развитию северных территорий и повышение устойчивости экономики в целом.

Суровые климатические и горно-геологические условия предопределяют сложность реализации проектов по освоению нефтегазовых ресурсов Сибирской Арктики [7]. Любого типа арктическая нефть по физико-химическим свойствам и/или условиям залегания является трудноизвлекаемой нефтью [16–18], и требует для ее добычи и транспортировки не только значительных финансовых вложений, но и принципиально новых технологических решений [19, 20].

При разработке месторождений в Арктике в условиях низких температур особенно высоки риски возникновения осложнений при добыче и транспортировке нефти. Одним из значимых рисков является образование парафиновых отложений, что не только ухудшает технологические параметры оборудования и создает значительные производственные и экологические риски [21–23], но и увеличивает себестоимость транспортировки и добычи нефти на арктических территориях. Необходимость развития технологий добычи и транспортировки нефти из арктических месторождений требует более глубокого исследования физико-химических свойств таких нефтей. В связи с этим целью работы явилось изучение особенностей физико-химических свойств нефти Арктической зоны Сибири (АЗС).

## Методы и данные

Результаты сравнительного анализа данных о физико-химических свойствах нефти представлены в виде таблиц средних значений, сформированных либо для разных видов нефтей, либо для различных нефтегазоносных бассейнов в АЗС с использованием методов статистического и классификационного анализа.

Информационной основой проведения исследования закономерностей изменений физико-химических свойств нефти явилась база данных

(БД) о свойствах углеводородов, созданная и регулярно обновляемая в Институте химии нефти СО РАН. В настоящее время в этой базе данных представлено более 45 700 образцов нефти и газа из 7500 месторождений, расположенных в 195 нефтегазоносных бассейнах (НГБ) на территории 98 стран.

Согласно информации из БД, на территории Арктической зоны Сибири располагаются более 300 месторождений из нефтегазоносных бассейнов (НГБ): Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского, Лено-Тунгусского, Притихоокеанского и др. Больше всего арктических месторождений находится в Западно-Сибирском бассейне – 299, 27 – в Енисейско-Анабарском бассейне, 7 – в Лено-Тунгусском НГБ и два месторождения в Притихоокеанском бассейне. Среди месторождений нефти на территории указанных нефтегазоносных бассейнов можно особо отметить уникальные и крупные по своим запасам месторождения: Уренгойское, Русское, Северо-Комсомольское, Суторминское, Ванкорское, Самбургское, Новопортовское в Западно-Сибирском бассейне, Байкаловское в Енисейско-Анабарском бассейне, Оленекское в Лено-Тунгусском бассейне.

Ввиду сложных горно-геологических и геокриологических условий Арктики большая часть запасов нефти в АЗС относится к трудноизвлекаемым [24, 25], классификация типов которых представлена в [18]. Предложенная классификация основана на анализе обширных массивов данных о физико-химических характеристиках нефти разных НГБ. В таблице 1 приведены основные типы трудноизвлекаемой нефти, характерные для АЗС.

В таблице 1 на основе информации из БД представлена количественная характеристика разных типов арктической нефти Сибири. Таблица 1 показывает, что больше всего в АЗС месторождений с парафинистой и тяжелой нефтью и небольшое количество месторождений (меньше 10) с высокосернистой, высокоасфальтеновой и обедненной газом нефтью.

ТАБЛИЦА 1. Распределение месторождений с разными типами трудноизвлекаемой нефти в Арктической зоне Сибири

Тип трудноизвлекаемой нефти	Количество месторождений в нефтегазоносных бассейнах
Тяжелая (плотность более 0,88 г/см <sup>3</sup> )	36 месторождений: 5 – Енисейско-Анабарский НГБ, 29 – Западно-Сибирский НГБ, 2 – Лено-Тунгусский НГБ
Вязкая (вязкость более 35 мм <sup>2</sup> /с при 20 °С)	15 месторождений: 4 – Енисейско-Анабарский НГБ, 10 – Западно-Сибирский НГБ, 1 – Лено-Тунгусский НГБ
Высокосернистая (содержание серы более 3% мас.)	3 месторождения: 1 – Енисейско-Анабарский НГБ (Южно-Тигянское), 1 – Западно-Сибирский НГБ (Самбургское), 1 – Лено-Тунгусский НГБ (Оленекское)
Смолистая (содержание смол более 13% мас.)	11 месторождений: 3 – Енисейско-Анабарский НГБ, 4 – Западно-Сибирский НГБ, 1 – Лено-Тунгусский НГБ, 3 – Притихоокеанский НГБ
Высокоасфальтеновая (содержание асфальтенов более 10% мас.)	4 месторождения: 1 – Енисейско-Анабарский НГБ (Южно-Тигянское), 1 – Западно-Сибирский НГБ (Северо-Комсомольское), 1 – Лено-Тунгусский НГБ (Оленекское), 1 – Притихоокеанский НГБ (Изменное)
Высокопарафинистая (содержание парафинов более 6% мас.)	44 месторождения: 2 – Енисейско-Анабарский НГБ, 39 – Западно-Сибирский НГБ, 3 – Притихоокеанский НГБ
С высокой газонасыщенностью (газосодержание в нефти более 500 м <sup>3</sup> /т)	9 месторождений в Западно-Сибирском НГБ
С низкой газонасыщенностью (газосодержание в нефти менее 200 м <sup>3</sup> /т)	33 месторождения: 32 – Западно-Сибирский НГБ, 1 – Притихоокеанский НГБ
В слабопроницаемых коллекторах (проницаемость менее 0,05 мдм <sup>2</sup> )	22 месторождения: 22 – Западно-Сибирский НГБ
С большой глубиной залегания (глубина более 4500 м)	24 месторождения: 24 – Западно-Сибирский НГБ
С высокой пластовой температурой (выше 100 °С)	27 месторождений в Западно-Сибирском НГБ
С низкой пластовой температурой (ниже 20 °С)	11 месторождений: 4 – Енисейско-Анабарский НГБ, 7 – Западно-Сибирский НГБ

### Физико-химические свойства арктической нефти Сибири

Известно [26–29], что в Арктике находятся большие запасы тяжелой и вязкой нефти, что показано в таблице 1, в соответствии с которой 36 месторождений тяжелой нефти располагаются в Сибирской Арктике. Основные запасы тяжелой и вязкой нефти сосредоточены в Западно-Сибирском бассейне. Отличаются своими запасами тяжелой нефти уникальные и крупные месторождения: Русское, Северо-Комсомольское, Новопортовское, Комсомольское, Вынгапуровское, Западно-Мессояхское, Тазовское в Западно-Сибирском бассейне и Оленекское в Лено-Тунгусском бассейне.

Проведен анализ особенностей физико-химических свойств тяжелой и вязкой нефти.

Как видно из таблицы 2, физико-химические свойства тяжелой и вязкой нефти не имеют значимых отличий, значения показателей вязкой нефти чуть выше аналогичных показателей тяжелой нефти, за исключением плотности, содержания серы и ванадия. Согласно классификации [17, 18], указанные типы нефти по свойствам относятся к классу тяжелой (подкласс сверхтяжелой), высоковязкой (вязкость от 100 до 500 мм<sup>2</sup>/с), среднесернистой (содержание серы от 0,5 до 1% мас.), среднепарафинистой (содержание парафинов 1,5–6% мас.), среднесмолистой (содержание смол 8–13% мас.) и малоасфальтеновой (содержание асфальтенов до 3% мас.), обеднена по содержанию никелем. Указанные особенности свойств тяжелой и вязкой нефти могут иметь значение для процессов нефтепереработки данного сырья.

Результаты анализа особенностей физико-химических свойств высокосернистой, высокопарафинистой, смолистой и высокоасфальтеновой нефти представлены в таблице 3. Как видно из таблицы 1, высокосернистая и высокоасфальтеновая нефть, количество которой в Арктической зоне Сибири невелико, размещена в следующих месторождениях: Южно-Тигянское (Енисейско-Анабарский НГБ), Самбургское и Северо-Комсомольское (Западно-Сибирский НГБ), Оленекское (Лено-Тунгусский НГБ) и Изменное (Притихоокеанский НГБ). К самой сернистой относятся нефть Самбургского (9,2% мас.) и Оленекского (4,9% мас.) месторождений, самый смолистой является нефть Южно-Тигянское (Притихоокеанский НГБ, содержание 35,0% мас.), Оленекского (32,1% мас.) и Изменного (24,2% мас.)

месторождений, наиболее асфальтенистой выявлена нефть Южно-Тигянское (14,5%) месторождения, наибольшим содержанием парафинов обладает нефть Изменного (Притихоокеанский НГБ, содержание 28,0% мас.), Бованенковского (Западно-Сибирский НГБ, содержание 25,7% мас.) и Верхне-Телекайское (Притихоокеанский НГБ, содержание 23,7% мас.) месторождений. Наибольшее количество месторождений с высокопарафинистой нефтью отмечается в Западно-Сибирском бассейне, на территории которого расположена почти половина всех арктических месторождений России с высокопарафинистой нефтью.

Как видно из таблицы 3, высокосернистая нефть имеет наибольшие плотность и вязкость и относится по этим показателям к классу сверхтяжелой и высоковязкой нефти. Следовательно, по сравнению с другими видами нефти, указанными в таблице 3, они обладают наихудшими качественными характеристиками.

В таблице 4 представлены физико-химические свойства нефти с повышенной газонасыщенностью.

ТАБЛИЦА 2. Средние значения физико-химических характеристик тяжелой и вязкой нефти Сибирской Арктики

Показатель	Вязкая нефть (вязкость при 20 °С более 35 мм <sup>2</sup> /с)	Тяжелая нефть (плотность более 0,88 г/см <sup>3</sup> )
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,9174	0,9238
Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	284,92	210,15
Вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	60,35	59,28
Температура застывания, °С	-27,90	-30,35
Содержание серы, % мас.	0,50	0,62
Содержание парафинов, % мас.	2,79	2,07
Содержание смол, % мас.	9,96	9,84
Содержание асфальтенов, % мас.	1,64	1,61
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	–	–
Коксуемость, % мас.	2,67	3,02
Содержание ванадия, % мас.	0,0009	0,0031
Содержание никеля, % мас.	0,0005	0,0005

Данный тип нефти представлен западносибирской нефтью из 9 месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа (Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Еты-Пуровское, Марковское, Новогоднее, Северо-Губкинское,

Суторминское, Уренгойское и Харампурское). Уникальными по запасам являются Суторминское и Уренгойское месторождения, к крупным относятся остальные перечисленные месторождения.

ТАБЛИЦА 3. Средние значения физико-химических характеристик высокосернистой, смолистой, высокоасфальтеновой и высокопарафинистой нефти Сибирской Арктики

Показатель	Высоко-сернистая (более 3% мас.)	Смолистая (более 13% мас.)	Высоко-асфальтеновая (более 10% мас.)	Высоко-парафинистая (более 6% мас.)
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,9570	0,9022	0,9275	0,8429
Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	237	157,35	237	9,44
Вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	–	55,50	–	6,31
Температура застывания, °С	–	-28,75	–	4,42
Содержание серы, % мас.	4,85	1,07	1,93	0,16
Содержание парафинов, % мас.	–	7,29	3,89	9,48
Содержание смол, % мас.	31,39	20,73	27,46	3,52
Содержание асфальтенов, % мас.	12,87	6,80	16,86	0,48
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	–	–	–	228,17
Коксуемость, % мас.	–	–	–	0,84
Содержание ванадия, % мас.	0,025	0,0004	–	0,00007
Содержание никеля, % мас.	–	0,0005	–	0,00004

ТАБЛИЦА 4. Средние значения физико-химических характеристик нефти с высокой газонасыщенностью

Физико-химические показатели	Среднее значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,7854
Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	3,73
Температура застывания, °С	-7,00
Содержание серы, % мас.	0,46
Содержание парафинов, % мас.	5,42
Содержание смол, % мас.	3,56
Содержание асфальтенов, % мас.	0,55
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	892,51
Коксуемость, мас. %	0,42
Содержание ванадия, % мас.	0,0001
Содержание никеля, % мас.	0,00005

ТАБЛИЦА 5. Средние значения физико-химических характеристик нефти с низкой газонасыщенностью

Физико-химические показатели	Среднее значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,8467
Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	6,41
Вязкость при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	3,59
Температура застывания, °С	-3,86
Содержание серы, % мас.	0,54
Содержание парафинов, % мас.	3,51
Содержание смол, % мас.	4,97
Содержание асфальтенов, % мас.	1,69
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	81,10
Коксуемость, мас. %	2,44
Содержание ванадия, % мас.	0,0003
Содержание никеля, % мас.	–

ТАБЛИЦА 6. Средние значения физико-химических характеристик нефти в бассейнах Сибирской Арктики

Физико-химические показатели	Енисейско-Анабарский	Западно-Сибирский	Лено-Тунгусский	Притихоокеанский
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,8567	0,8192	0,8847	0,8175
Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	101,85	38,06	31,08	2,62
Температура застывания, °С	-27,67	-25,76	-58,00	23,60
Содержание серы, % мас.	0,80	0,20	1,45	0,10
Содержание парафинов, % мас.	2,36	4,27	0,95	14,08
Содержание смол, % мас.	10,81	4,05	11,58	6,80
Содержание асфальтенов, % мас.	5,20	0,62	5,58	2,38
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	–	161,89	–	67,18
Коксуемость, % мас.	5,36	1,56	–	1,90
Содержание ванадия, % мас.	–	0,00034	0,0277	0,00001
Содержание никеля, % мас.	–	0,00020	0,0066	0,00002

В основном эта нефть залегает в пластах нижнемелового возраста с глубиной залегания от 2309 м (месторождение Суторминское) до 2939 м (месторождение Харампурское). В среднем эта нефть очень легкая, с отрицательной температурой замерзания, маловязкая. По химическим свойствам она является малосернистой, малосмолистой, малоасфальтеновой, среднепарафинистой, с высоким содержанием нефтяного газа и с низким содержанием тяжелых металлов и агрессивных компонентов (углекислота и сероводород). К самой газонасыщенной нефти относится нефть Вынгапуровского (1670 м<sup>3</sup>/т) и Вынгайхинского (1640 м<sup>3</sup>/т) месторождений из Западно-Сибирского НГБ.

Большинство нефти с низкой газонасыщенностью относится к Западно-Сибирскому НГБ на территории Ямало-Ненецкого АО, количество месторождений с такой нефтью в сибирской части Арктики составило более 61 %, одно месторождение Верхне-Телекайское расположено в Притихоокеанском бассейне. Нефть залегает на глубинах до 1100 м, в большинстве случаев является мезозойской, палеозойские залежи встречаются в Уренгойском, Суторминском, Муравленковском и др. В таблице 5 приведены основные свойства рассматриваемой нефти.

Рассмотрим особенности арктической нефти в разных НГБ (таблица 6). По содержанию серы нефть Западно-Сибирского и Притихоокеанского бассейнов характеризуется как малосернистая (менее 0,5 % мас.). Наиболее высокое содержание серы установлено в нефти Лено-Тунгусского бассейна (1,45 % мас.). К высокопарафинистой нефти (содержание более 6 % мас.) относится нефть Притихоокеанского НГБ. Содержание смол и асфальтенов самое минимальное в нефти Западно-Сибирского бассейна, а самое максимальное – в нефти Лено-Тунгусского НГБ.

Анализ данных таблиц 2–6 показывает низкое содержание ванадия и никеля во всех рассмотренных выше типах арктической нефти. Это позволяет отметить отсутствие месторождений с высоким содержанием ванадия и никеля в нефти Арктической зоны Сибири.

### Заключение

В статье проведен сравнительный анализ физико-химических свойств трудноизвлекаемой нефти в арктических нефтегазоносных бассейнах Сибири. Приведенные в работе физико-химические свойства нефти Арктики основаны на информации из базы данных о свойствах нефти. В исследованиях использована разработанная авторами ранее классификация типов трудноизвлекаемой нефти.

В последние годы правительством России уделяется значительное внимание развитию нефтегазовой отрасли макрорегиона и увеличению мер поддержки геологоразведки. Некоторые разрабатываемые и планируемые проекты и мероприятия и проблемы их реализации рассматриваются в [20, 30]. В реализации мероприятий, направленных на развитие, освоение и переработку трудноизвлекаемой нефти Арктики могут быть использованы результаты исследований, представленные в настоящей работе. ●

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 121031500048-1).

### Литература

- Юдин С.С., Череповицын А.Е. Концептуальные подходы обеспечения устойчивости промышленных нефтегазовых систем Арктики // Российский экономический интернет-журнал. 2021. № 4. URL: <http://www.e-rej.ru/upload/iblock/e2b/e2b5ed53638f66f692ec364b69af5a5b.pdf> (дата обращения: 18.02.2025).
- Сафонова Т.Ю. Перспективы российской нефтегазодобычи в Арктике: от обвала до развития // Креативная экономика. 2020. Том 14. № 10. С. 2569–2590.
- ARCTIC POTENTIAL: REALIZING THE PROMISE OF U.S. ARCTIC OIL AND GAS RESOURCES. National Petroleum Council, 2019. 106 p. URL: <https://www.prcarcticreport.org/> (дата обращения: 18.02.2025).
- Arctic potential: realizing the promise of US Arctic oil and gas resources // Committee on Arctic Research Rex W. Tillerson, Chair. National Petroleum Council, 2015 – 87 p. URL: [https://www.npcarcticreport.org/pdf/AR-Executive\\_Summary-Final.pdf](https://www.npcarcticreport.org/pdf/AR-Executive_Summary-Final.pdf) (дата обращения: 18.02.2025).
- Указ Президента РФ «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации» от 2 мая 2014 г. № 296. – URL: <http://static.kremlin.ru/media/acts/files/0001201405050030.pdf> (дата обращения: 11.03.2025)
- Указ Президента РФ «О внесении изменений в Указ Президента Российской Федерации от 2 мая 2014 г. № 296 «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации» от 27 июня 2017 г. № 287. – URL: <http://static.kremlin.ru/media/acts/files/0001201706270043.pdf> (дата обращения: 15.02.2025).
- Брехунцов А.М., Петров Ю.В., Прыкова О.А. Экологические аспекты развития природно-ресурсного потенциала российской Арктики // Арктика: экология и экономика. 2020. № 3 (39). С. 34–47.
- Зайков К.С., Калинина М.Р., Кондратов Н.А., Тамицкий А.М. Стратегические приоритеты научных исследований России и зарубежных государств в арктическом регионе // Арктика: экология и экономика. 2016. № 3 (23). С. 29–37.
- Алексеева М.Н., Сваровская Л.И., Яценко И.Г. Экологические риски нефтезагрязнения в Арктической зоне // Химия в интересах устойчивого развития. 2020. № 28. С. 223–228.
- Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Ibatullin A.K. Raw material source of hydrocarbons of the arctic zone of Russia // Periodico Tche Quimica. 2020. V. 17, 36. P. 506–526.
- Прищепа О.М., Меткин Д.М., Боровиков И.С. Углеродородный потенциал Арктической зоны России и перспективы его освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2019. № 3(166). С. 14–28.
- Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Дякун А.Я. Восточная Сибирь и Дальний Восток как основа устойчивого развития нефтегазового комплекса России // Вестник ТГУ. Экономика. 2016. № 3 (35). С. 159–172.
- Вечная мерзлота и освоение нефтегазоносных районов / Под ред. Е.С. Мельникова и С.Е. Гречищева. М.: ГЕОС, 2002. 402 с.
- Yashchenko I.G. Specific Features of the Arctic Hard-to-Recover Oil of Siberia // Chemistry for Sustainable Development. 2019. № 27. P. 92–100.
- Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Hard-to-recover, high quality oils in the Russian Arctic // Arctic Environmental Research. 2018. V. 18, 4. P. 155–161.
- Шарф И.В., Борзенкова Д.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки // Фундаментальные исследования. 2015. № 2–16. С. 3593–3597. URL: <http://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=37827> (дата обращения: 10.01.2025).
- Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / Под ред. А.А. Новикова. Томск: В-Спектр, 2014. 154 с.
- Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Классификация трудноизвлекаемых нефтей и анализ их качественных свойств // Химия и технология топлив и масел. 2016. № 4 (596). С. 50–56.
- Хлюпин П.А., Хазиева Р.Т., Вахеда А. Разработка новых электротехнологических систем и комплексов в добыче трудноизвлекаемых запасов нефти // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2021. № 5. С. 125–137.
- Бортников Н.С. Стратегические минеральные ресурсы российской Арктики и проблемы их освоения // Научно-технические проблемы освоения Арктики. Научная сессия Общего собрания членов РАН 16 декабря 2014 г. / Российская академия наук. М.: Наука, 2014. С. 40–47.
- Туманян Б.П., Романов Г.В., Нургулиев Д.К., Каюкова Г.П., Петрухина Н.Н. Перспективные аспекты преобразования высоковязких нефтей и природных битумов в промысловых условиях // Химия и технология топлив и масел. 2014. № 3. С. 6–8.
- Петрухина Н.Н., Каюкова Г.П., Романов Г.В., Туманян Б.П., Фосс Л.Е., Косачев И.П., Мусин Р.З., Рамазанова А.И., Вахин А.В. Превращения высоковязкой нефти при каталитическом и некаталитическом акватермолизе // Химия и технология топлив и масел. 2014. № 4. С. 30–37.
- Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Золотухин А.Б. Исследование фазового поведения парафинов в пластовых углеводородных флюидах // Вестн. Сев. (Арктич.) федер. ун-та. Сер. Естеств. науки. 2016. № 4. С. 75–83.
- Прищепа О.М. Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2019. № 5 (168). С. 14–20.
- Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Kochneva O.E. Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia // Periodico Tche Quimica. 2020. № 17(34). P. 915–924.
- Sidortsov R. A perfect moment during imperfect times: Arctic energy research in a low-carbon era // Energy Research & Social Science. 2016. V. 16. P. 1–7.
- Harsem O., Eide A., Heen K. Factors influencing future oil and gas prospects in the Arctic // Energy Policy. 2011. V. 39. № 12. P. 8037–8045.
- Piskarev, A. L., Shkatov M. Yu. Potential Oil-and-Gas Presence in the Sedimentary Basins of the Arctic Seas of Russia as Compared with the Largest Developed Basins of the World Ocean // Developments in Petroleum Science. 2012. V. 58. P. 197–276.
- Конторович А.Э. Энергоресурсы Российского сектора Арктики, главные направления и методы их освоения // Научно-технические проблемы освоения Арктики. Научная сессия Общего собрания членов РАН 16 декабря 2014 г. / Российская академия наук. – Москва: Наука. 2014. С. 31–39.
- Аналитический бюллетень / Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность: Тенденции и прогнозы. – Рейтинговое агентство ООО «РИА Рейтинг», выпуск 45, итоги 2021 года. 49 с.

KEYWORDS: hard-to-recover oil, physico-chemical properties of oil, oil and gas basins, deposits, the Arctic.

# ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВНУТРЕННЯЯ СПЕЦИФИКА ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ КОМПЛЕКСНОЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОЗИЦИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ, НАЦИОНАЛЬНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. БАЛАНС ИНТЕРЕСОВ ГОСУДАРСТВА И НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ УЧИТЫВАЕТ КОМПЛЕКСНОЕ ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ШЕСТОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УКЛАДА, СООТВЕТСТВИЕ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЫ ЦИФРОВЫМ ИЗМЕНЕНИЯМ, СОДЕЙСТВУЕТ ПРИНЯТИЮ ВЫВЕРЕННЫХ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, БЕСПЕРЕБОЙНОМУ ФУНКЦИОНИРОВАНИЮ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ ВНЕШНИХ РИСКОВ И САНКЦИОННОГО ДАВЛЕНИЯ. РАЗРАБОТАННЫЙ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТАРИЙ ЗАДЕЙСТВУЕТ ВСЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА, ВКЛЮЧАЕТ ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ, ВОСПРОИЗВОДСТВА МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ, РАЗВИТИЯ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ И НЕФТЕГАЗОХИМИИ, ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫХ И ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ПРОЕКТОВ. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫВЕРЕННОГО МЕТОДОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ НАПРАВЛЕНА НА ДОСТИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА И ОПЕРЕЖАЮЩЕЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕХАНИЗМА ЕГО ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

*IN ARTICLE DISCUSSES THE INTERNAL SPECIFICS OF THE USE OF METHODOLOGICAL TOOLS FOR INTEGRATED DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS IN TERMS OF ENSURING ECONOMIC SUSTAINABILITY, NATIONAL SECURITY AND ENERGY SUSTAINABILITY. THE BALANCE OF INTERESTS OF THE STATE AND OIL AND GAS COMPANIES TAKES INTO ACCOUNT THE INTEGRATED INTRODUCTION OF TECHNOLOGIES OF THE SIXTH TECHNOLOGICAL PARADIGM, THE COMPLIANCE OF THE REGULATORY FRAMEWORK WITH DIGITAL CHANGES, CONTRIBUTES TO THE ADOPTION OF VERIFIED METHODOLOGICAL DECISIONS, THE UNINTERRUPTED FUNCTIONING OF THE INDUSTRY IN CONDITIONS OF EXTERNAL RISKS AND SANCTIONS PRESSURE. THE DEVELOPED METHODOLOGICAL TOOLKIT INVOLVES ALL ASPECTS OF ENERGY PRODUCTION, INCLUDES ISSUES OF IMPROVING SUBSOIL USE, REPRODUCING THE MINERAL RESOURCE BASE, DEVELOPING DEEP PROCESSING OF HYDROCARBONS AND PETROCHEMICALS, INSTITUTIONAL AND INFRASTRUCTURE PROJECTS. THE PRACTICAL IMPLEMENTATION OF THE USE OF VERIFIED METHODOLOGICAL TOOLS IS AIMED AT ACHIEVING TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY AND THE ADVANCED DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS COMPLEX, IMPROVING THE MECHANISM OF ITS STATE REGULATION*

**Ключевые слова:** государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, углеводородные запасы, методологический инструментарий, экономически устойчивое развитие, шестой технологический уклад, технологический суверенитет, опережающее развитие, национальная безопасность, энергетическая безопасность.

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

Важнейшим направлением экономически устойчивого развития НГК является эффективная практическая реализация разработанных теоретико-методологических положений. В ее основе лежат баланс интересов государства и бизнеса, устранение возникающих противоречий, стратегическое видение перспектив, основанное на верно подобранном методологическом инструментарии,

средствах достижения целевых ориентиров. Кроме того, учитывается ведущий мировой опыт государств и нефтегазовых компаний, адаптированный к российской специфике, позволяющий более прагматично разрабатывать собственную ресурсную базу, принимать участие в реализации крупнейших зарубежных нефтегазовых проектов, использовать их недостатки и негативную практику.

УДК 338.45:622.3(470)

Взаимодействия в нефтегазовой сфере в значительной мере взаимосвязаны с национальной и мировой политической повесткой. Выбранный методологический инструментарий может быть индивидуальным для конкретной ситуации: создаются административные условия для внутреннего развития и совершенствования механизма ГР НГК, практического осуществления намеченных ориентиров с учетом местной специфики. Разграничение целей и задач государства и предприятий в НГК, подведение их под единое основание является неотъемлемой составляющей его устойчивого развития, учитывает различные аспекты деятельности зарубежных стран и компаний, а также глобальную экономическую и энергетическую конъюнктуру. Формы и инструменты ГР НГК напрямую завязаны на внутреннем потреблении и объемах экспорта, что, в свою очередь, влияет на нефтяные котировки и общую экономическую ситуацию.

Глобальный топливно-энергетический баланс (ТЭБ) определяется исходя в т.ч. из сырьевого, технологического и инвестиционного потенциала различных государств. Цены на нефтегазовую продукцию на мировом рынке устанавливаются на основании интересов поставщиков и потребителей, предполагают равновесие противоположных точек зрения различных сторон. Внутренней движущей силой развития национального НГК выступают интересы российских компаний на новых и перспективных рынках сбыта, сокращение издержек и комплексное внедрение новейших цифровых технологий

на всех стадиях производственного цикла. Потребители стремятся закупать топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) и углеводородную продукцию у выбранного поставщика, предлагающего наиболее приемлемые условия, стабильные и низкие цены; однако при этом нередки ситуации злоупотребления монопольным положением, в результате чего возрастает необходимость в кардинальном повышении эффективности деятельности антимонопольных органов ГР, совершенствовании их работы на всех стадиях производственного цикла, в вопросах переработки и транспортировки углеводородов [2, 21].

Государство, нефтегазовые предприятия и иные участники экономических отношений преследуют собственные цели и задачи в соответствии с обозначенной миссией, зачастую вынуждены жестко отстаивать собственные интересы на максимально прагматичных и выгодных условиях, ориентироваться на устойчивость и энергетическую безопасность на долгосрочную перспективу. Одним из основных инструментов достижения целевых ориентиров для отдельных предприятий выступает административное лоббирование, которое направлено на увеличение ресурсно-сырьевой базы, создание условий для расширения производственной деятельности. Баланс различных позиций по отраслевым вопросам

предполагает определенный вектор развития, учитывающий как общность точек зрения, так и противоречия на внутреннем рынке и во внешнеэкономических направлениях, совершенствование институциональной среды. Ключевые участники глобального нефтегазового рынка определяют его общую конъюнктуру, следовательно, энергетическая политика государства опирается на позиции индустриально развитых стран и крупнейших корпораций, комплексное внедрение передовых технологий при одновременном учете интересов менее крупных предприятий и институтов, предполагает глубокую кооперацию в связанных отраслях экономики. Данное направление является значимым в рамках функционирования ЕАЭС, внешнеэкономических взаимодействий с другими государствами в нефтегазовой сфере, обеспечивает преимущества как на национальном уровне, так и для участников международных интеграционных объединений в качестве важнейшего элемента обеспечения национальной безопасности и развития ВПК.

## Особенности разработки методологического инструментария ГР НГК

Методологический инструментарий разработки нефтегазовых месторождений предусматривает комплексное освоение углеводородных запасов, социально-экономическое развитие регионов присутствия, расширение интеграционных взаимодействий с предприятиями из связанных отраслей промышленности и нефтегазосервиса, строительство транспортной и энергетической инфраструктуры и др. При этом учитываются технико-экономические особенности освоения месторождений, такие как природно-климатические и геологические условия добычи, удаленность от трубопроводной системы, наличие инфраструктуры, вопросы кадрового обеспечения и профессиональной подготовки, привлечения капиталовложений в конкретный проект и др.

В его основу закладываются разработанные методологические основы ГР НГК, направленные на долгосрочный баланс интересов государства и нефтегазовых предприятий.

Стратегически значимым энергетическим направлением служит расширение внутренней нефтегазотранспортной системы, обуславливающее ускоренные темпы социально-экономического развития регионов, повышение устойчивости и экономической эффективности НГК. Данный вопрос затрагивает смежные отрасли производства, в т.ч. металлургическую промышленность, газификацию населенных пунктов, увеличение внутреннего потребления, наращивание экспорта продукции глубокой переработки. Устойчивость НГК связана с усилением внутренней конкуренции между поставщиками, равным, неизбирательным предоставлением лицензий на право пользования и распоряжения участками недр, независимостью в принятии регулирующих решений государства и управленческих – на уровне предприятий [4, 14].

В условиях цифровизации глобальной экономики взаимосвязи между ее субъектами тесно переплетены и увязаны между собой. Это содействует проведению единой государственной энергетической политики с учетом национальных интересов и приоритетов предприятий, предполагает дальнейшее нивелирование рисков, уточнение целей, задач и направлений развития всех сегментов нефтегазового производства, корректировку и дополнение внутренних и международных отраслевых НПА, государственных и целевых программ, унификацию институциональных условий, снятие административных и инфраструктурных ограничений, определение границ объекта регулирования, уровня правового и регулирующего воздействия. Разработанные правовые нормы, различные постановления и положения должны являться едиными для всех сегментов нефтегазового производства, ориентироваться на его экономически устойчивое развитие, быть применимыми к возникающим в НГК ситуациям, позволять находить оптимальные

решения в рамках национального законодательства и формирования единого энергетического рынка государств ЕАЭС. Фактически одно из направлений ГР НГК сводится к приведению под единую платформу разработанных теоретико-методологических, научных положений и практических результатов.

Внутренние и внешние приоритеты государства в нефтегазовой отрасли могут существенно различаться. Развитие энергетической инфраструктуры благоприятно отражается на региональных социально-экономических показателях, укреплении взаимосвязей между государством и другими субъектами экономической деятельности.

**В силу того, что России на мировом рынке отводится роль глобальной энергетической державы, НГК способен выступить в качестве инструмента давления, жесткого отстаивания национальных интересов для достижения целей и задач в других отраслях экономики**

Их переплетение повышает устойчивость национальной экономики, а усиление конкуренции способствует общей эффективности функционирования НГК. Устойчивость связана с наличием долгосрочных диверсифицированных внутренних и экспортных поставок. Решение возникающих текущих и стратегических вопросов в различных сегментах нефтегазового производства в своей совокупности обеспечивает национальную и энергетическую безопасность, практическую реализацию государственных и международных НПА, уточняет границы объекта регулирующего воздействия, унифицирует национальное законодательство и нормы ЕАЭС.

Цели и задачи конкурирующих нефтегазовых предприятий в значительной мере могут пересекаться и быть связаны между собой; компании заинтересованы в увеличении собственной ресурсной базы, повышении устойчивости поставок, в т.ч. за счет нескольких источников добычи или снабжения, расширения сбыта первичных углеводородов

и конечной продукции. Возможное столкновение позиций нескольких крупных компаний в рамках одного региона по возникающим экономическим, административным, экологическим и другим вопросам в итоге направлено на обеспечение единства, устойчивое функционирование НГК, в частности в отношении маршрутов пролегания трубопроводов. Субъекты экономической деятельности заинтересованы в приобретении полного контроля над нефтегазовыми месторождениями, а также всем циклом производственно-сбытовой сети без излишних посредников при жестком отстаивании собственных позиций на прагматичных условиях. Это может происходить на

внутреннем и зарубежных рынках при конкуренции со стороны правительств или иностранных предприятий; при этом существуют возникающие в различных регионах и сегментах нефтегазового производства вопросах зачастую имеет внутреннее сходство, требует подведения под единое методологическое обоснование на уровне государств и российских нефтегазовых предприятий в рамках отношений с иностранными компаниями, а также в отдельных случаях – государственной поддержки [1].

В силу того, что России на мировом рынке отводится роль глобальной энергетической державы, НГК способен выступить в качестве инструмента давления, жесткого отстаивания национальных интересов для практического решения внутренних и внешнеэкономических взаимодействий, достижения обозначенных целей и задач в других отраслях экономики. Это рассматривается с позиций обеспечения энергетической и экологической безопасности государства в отношении всех производственных сегментов

с учетом различных позиций по вопросам социально-экономического развития [21]. В истории становления мировой и российской нефтегазовой промышленности существуют подтверждающие примеры их применения в различных регионах за счет оптимизации расходов и маршрутов, повсеместного использования новейших технологий, позволяющих осуществить импортозамещение производства и ускоренные темпы развития. Зачастую цель оправдывает средства в силу высокой нормы доходности проектов: в решении вопросов применяются не только технологии шестого технологического уклада и новые методологические приемы, но и прошедшие проверку на практике, адаптированные к российской действительности. Это означает постоянное расширение используемого методолого-практического инструментария и снижение рисков, может затрагивать как отдельные субъекты экономической деятельности, так и быть распространено на все нефтегазовые производства.

Опора на методологический инструментарий позволяет верно определить исходные теоретические предпосылки, скорректировать воздействие форм и инструментов ГР. Важна детализированная предварительная подготовка, учитывающая все аспекты; не каждое экспертное мнение может быть реализовано на практике, а действительность – существенно расходиться с официальной точкой зрения. Разрабатываемые положения развития НГК должны находить отражение в НПА, программно-целевых документах, иначе существенно снижается вероятность их практической реализации. Принятие решений предполагает учет позиций всех субъектов экономической деятельности, затрагивающих предмет вопроса, их подведение под единое основание. Пути достижения целевых показателей могут быть как заранее спланированы, так и значительно скорректированы в ходе осуществления; аналогично решения принимаются исходя из общественного обсуждения или в закрытом режиме. Наиболее взвешенные регулирующие

действия продиктованы полнотой информации о предмете вопроса, необходимостью опережения конкурентов по данному показателю, основаны на взаимном понимании интересов государства и нефтегазового бизнеса. Регулирующее воздействие должно быть открытым для конструктивной критики и возможности ее практического внедрения, а также устойчивым в части деструктивного влияния, резкого изменения конъюнктуры, обстоятельств или возникновения иных рисков.

Инструменты регулирующего воздействия и механизмы развития могут применяться как на уровне правительства, региональных и местных органов власти, так и непосредственно в самих нефтегазовых предприятиях. Это затрагивает заключаемые контракты и сделки, отражается на ключевых аспектах функционирования НГК: вопросах недропользования, развития ресурсной базы и конкретных сегментов производства, правах на разработку месторождений, монополизации региональных рынков сбыта и др. Государство заинтересовано в сокращении производственных и непроизводственных издержек предприятий; на особом контроле находятся вопросы развития Арктической зоны и шельфовых акваторий. Отраслевое развитие непосредственно сопряжено со строительством новых нефтегазохимических производств, включая сектор сжиженного природного газа (СПГ), транспортной инфраструктуры. Создание государством условий, обеспечивающих экономически устойчивое развитие НГК, предполагает проведение новых транспортных и логистических маршрутов, устранение административных барьеров [13].

Решение отраслевых вопросов осуществляется в рамках действующего законодательства, превалирования норм национального права над международными НПА, что позволяет обращать их на внутреннее развитие, находит отражение в недопущении получения излишней информации партнерами по нефтегазовым проектам, выстраивании собственной позиции с целью извлечения максимальных конкурентных преимуществ.

В настоящее время приостановлена проработка вопросов допуска иностранных компаний к российским месторождениям; регулирующее воздействие направлено на повышение коэффициента извлечения углеводородов, расширение присутствия российских предприятий на зарубежных рынках. Нормы национального законодательства должны предусматривать расширение государственного воздействия на право владения, пользования и распоряжения участками недр, находящихся в спорных и нейтральных территориях; одним из следствий данного направления выступает доступ к новым месторождениям и неосвоенной ресурсной базе.

Позиции различных участников нефтегазовой деятельности по актуальным вопросам могут выноситься на общественное обсуждение, обсуждаться в частном порядке с участием всех заинтересованных субъектов, а также быть закреплены в НПА, соглашениях и др. В дальнейшем это позволяет существенно снизить определенные риски, предоставляет возможность вникнуть в предмет рассмотрения вопроса, подобрать необходимый инструментарий для его скорейшего разрешения за счет задействования имеющихся в распоряжении ресурсов, обеспечения практической реализации намеченных действий, использования выверенной технологии достижения цели и задач.

Территории стратегических интересов предприятий и границы лицензионных участков могут определяться объемами разрабатываемой, разведанной и прогнозируемой ресурсной базы. Практическая реализация разработанных положений закладывается как в НПА, стратегические и программно-целевые документы, так и в виде исполнения частных поручений и инициатив с участием заинтересованных представителей во всех направлениях нефтегазового производства в контексте изучения сущности и предмета вопроса, нахождения оптимального варианта развития за счет принятия точечных регулирующих мер. Осуществление конкретной меры, формы или инструмента ГР НГК зависит

от предмета вопроса, а скорость ее внедрения – от имеющихся экономических и административных ресурсов, прямых интересов сторон и наличия различных барьеров.

Взаимозависимость внутренних и внешнеэкономических вопросов НГК в своей совокупности составляет основу его устойчивого развития. Их решение следует производить быстро, не затягивать: видение конечного ориентира существенно сокращает сроки и ресурсы для его достижения. В изучаемых вопросах необходимо опускаться до их сути, привлекать к участию стороны, способные оказать воздействие на принятие решений, скорость их осуществления, высказывающие значимое экспертное мнение. Следует сконцентрироваться на основной цели, при этом учитывать все незначимые факторы и риски, вытекающие из них. Выбранный методологический инструментарий важен в контексте результативности применительно к конкретной ситуации, исходя из накопленного собственного и глобального опыта. Экономические и административные методы ГР НГК могут являться рекомендациями или быть обязательными к исполнению. Жесткость в принятии решений предусматривает возможность определенного отступления в краткосрочном горизонте с целью существенного улучшения результатов в стратегическом разрезе; здесь также следует выделить значимость долгосрочного сотрудничества между государством и субъектами нефтегазовой деятельности [18]. Аналогично маневрирование, основанное на обязательном решении вопросов оперативного и стратегического характера, предполагает возможность получения отрицательных результатов в краткосрочном периоде. Регулирующее воздействие определяется значимостью конечной цели, может предполагать использование силовых методов, задействование правоохранительных органов и военных технологий, обеспечивающих национальную и энергетическую безопасность.

Интеграция различных отраслей экономики, применение новейших технологий и ускорение происходящих процессов обеспечиваются в т.ч. за счет

использования качественно иного методологического инструментария, способствующего укреплению внутренних связей между субъектами экономической деятельности и максимизации конечных результатов на основе баланса интересов различных сторон. Так, необходимость комплексной разработки Ковыктинского газоконденсатного месторождения сопряжена с освоением сопутствующих запасов лития и других полезных ископаемых. В подобных условиях негативное состояние одного из них может отрицательно сказаться на других, отраслевой или общеэкономической ситуации

**Показатели нефтегазовых производств напрямую воздействуют на все аспекты социально-экономического развития регионов, в т.ч. в условиях существенного подъема или обвала нефтяных цен. Подобные «пиковые точки» циклов определяют национальную нефтегазовую политику, позволяют подобрать оптимальные регулирующие меры для дальнейшего развития**

в целом; это предполагает возможность маневрирования при принятии решений в рамках регулирующего воздействия, обеспечение устойчивости функционирования и учета рисков, связанных с возможным изменением позиций и приоритетов участников нефтегазового рынка. Наиболее острые вопросы представлены во внешней нефтегазовой повестке, предполагают жесткое административное воздействие на субъекты экономической деятельности с задействованием имеющихся ресурсов и допустимых технологий.

### **Практическая реализация методологического инструментария ГР НГК**

Долгосрочное взаимодействие обеспечивает максимизацию результатов; важен баланс интересов участников, выстроенный в единое направление и содействующий экономически устойчивому развитию НГК.

В условиях цифровизации системы государственного управления и всех сфер производства устраняются неэффективные звенья, находится быстрая замена наименее результативным участникам, в т.ч. обладающих административным и иным ресурсом. Проводимая по отношению к России санкционная политика выявила необходимость опережающего развития отечественной нефтегазовой промышленности, расширения производственной базы, послужила фактором укрепления национальной и энергетической безопасности [6, 10]. Ввиду тесного переплетения различных

звеньев экономической системы выбранный методологический инструментарий может варьироваться в зависимости от конкретной ситуации, в особенности в «пиковые периоды», в условиях нестабильности или неопределенности в данном контексте первоочередной выступает антициклическая форма ГР НГК.

Все регулирующие решения основываются на стратегическом развитии НГК, а методологический инструментарий должен быть оптимальным в контексте решения текущего вопроса, исходя из долгосрочных приоритетов; важно именно достижение цели. Решение отраслевых вопросов зачастую обусловлено уровнем реального влияния и интересов субъектов экономической деятельности. Часть из них несут в себе глобальное экономическое значение: нефтяные котировки, квоты на добычу, разведанные запасы, открытие новых месторождений, объемы потребления, влияние на мировые валюты и глобальную денежно-кредитную систему и др. Показатели нефтегазовых

производств напрямую воздействуют на все аспекты социально-экономического развития регионов, в т.ч. в условиях существенного подъема или обвала нефтяных цен. Подобные «пиковые точки» циклов в значительной степени определяют национальную нефтегазовую политику, позволяют подобрать оптимальные регулирующие меры для дальнейшего развития. Воздействие может осуществляться за счет экономических и административных приемов и технологий. Баланс позиций различных участников обеспечивает устойчивость функционирования национального НГК, бесперебойность поставок для населения, предприятий и целей экспорта; таким образом, механизм ГР НГК самостоятельно устраняет излишние элементы, повышает собственную устойчивость в стратегической перспективе.

Изменение характера взаимоотношений отдельных субъектов НГК не должно оказывать воздействия на общий ход развития, что характеризует устойчивость его функционирования. Из одних регулирующих мер органично вытекают другие, что охватывает все сегменты НГК. Принимаемые регулирующие решения несут как общественный, так и закрытый характер, который с течением времени становится общеизвестным в условиях цифровой экономики. Следует учитывать возможность расторжения одной из сторон условий контрактов, отказа от взятых обязательств, переноса ответственности, принятия работ, не осуществимых в данных условиях или для выполнения которых требуются значительные дополнительные ресурсы. В данном контексте особое значение придается развитию внутреннего сегмента транспортировки и системы трубопроводов, а не только экспортных и транзитных направлений, газификации регионов, обеспечению страны углеводородным продуктом [15].

Баланс интересов государства и нефтегазовых компаний исходит из общих долгосрочных приоритетов; нарушение одной из сторон взятых обязательств способно значительно сказаться на сроках проектов, поставить под вопрос их практическое

осуществление, привести к деструктивным взаимодействиям между субъектами экономической деятельности или их прекращению. Действительность оставляет наиболее результативные регулирующие меры и методологический инструментарий, учитывает позиции ключевых участников нефтегазового рынка по конкретным вопросам и имеющиеся в их распоряжении ресурсы. Принятие регулирующих решений требует устойчивости системы, определенной платформы, на которой они основаны; в противном случае при резком изменении экономической и политической конъюнктуры возможно нарушение функционирования механизма ГР НГК. При отсутствии подобной платформы любые риски могут оказать крайне негативное воздействие, а принимаемые регулирующие меры – не иметь должного социально-экономического эффекта или приносить обратный результат.

На государственном уровне особое внимание уделяется вопросам недропользования, лицензирования, границ лицензионных участков, в т.ч. в рамках взаимодействий с зарубежными странами. Максимизация результатов происходит из имеющихся в распоряжении ресурсов, методологического инструментария, конкурентной составляющей и др. Решение вопросов в нефтегазовом секторе зачастую обусловливается интересами сторон, отстаиванием ими собственных позиций, осознанным созданием административных и иных барьеров, влиянием предмета вопроса на социально-экономические условия и различные сферы производства; это возможно рассмотреть в макроэкономическом контексте, охватить комплекс внутренних и международных вопросов из других отраслей. Обсуждаемые вопросы общего плана могут не иметь прямого отношения к НГК; регулирующие решения должны затрагивать именно их сущность, при этом быть опосредованно связанными с другими аспектами функционирования.

Учет рисков предполагает возможность отсутствия должного экономического эффекта от внедрения мер ГР НГК, а также отрицательную реакцию на их

практическое осуществление. Любые регулирующие действия следует рассматривать в контексте общей экономической ситуации, взаимосвязей с прочими отраслями экономики и сферами деятельности, учитывать их реакцию на предпринимаемые меры. Подобное взаимодействие охватывает все сегменты НГК и связанные производства во внутреннем и международном разрезе, в т.ч. в части недропользования, развития арктического и континентального шельфа России, вопросов территориальной принадлежности, прав собственности, пользования и распоряжения участками недр. Таким образом, стратегическое развитие НГК рассматривается комплексно, в едином русле. В рамках решения международных вопросов в НГК первоочередным выступает российское законодательство, жесткое отстаивание собственных позиций как ключевое направление устойчивого развития.

Законодательные меры должны благоприятствовать деятельности нефтегазовых производств во всех сегментах, создавать необходимые правовые, институциональные и инфраструктурные условия, закреплять права и интересы России, а также отечественных топливно-энергетических предприятий, совершенствовать ранее утвержденные нормы [9, 12].

Вопросы недропользования и прав собственности могут обладать индивидуальными характеристиками в зависимости от интересов участников или условий конкретной ситуации; сохранение баланса без структурных перекосов предполагает определенные уступки. Устойчивость функционирования НГК зачастую связана с исполнением государством и предприятиями взятых обязательств. В решении отраслевых вопросов важны верность выбранному методологическому инструментарии, нормам законодательства, достижение абсолютного контроля за распоряжением ресурсами и запасами МСБ, отстаивание прав собственности. Принятие регулирующих решений в НГК требует возможности маневрирования, использования экономических и административных рычагов воздействия для практической реализации

конкурентных преимуществ и претворения разработанных теоретико-методологических положений ГР НГК сообразно конкретной ситуации и перспективам ее развития, исходя из различных сценарных вариантов. Экономическое и административное воздействие служит ключевым аспектом в реализации выбранного методологического инструментария, обеспечивает необходимые результаты, сокращает сроки достижения намеченных ориентиров; ГР предполагает задействование различных институтов, органов всех ветвей государственной власти с учетом национальных особенностей, нормативно-правовой специфики, уточнения положений основных НПА и расширения возможностей государственного аппарата [3].

Международные документы в НГК должны отвечать национальным целям и задачам, соответствовать региональной и местной специфике; это же в полной мере применительно ко взаимоотношениям государства и нефтегазовых компаний. Реализация стратегических

технологий. Жесткое отстаивание национальных интересов в определенной степени формирует экономическую и энергетическую повестку государства, содействует расширению ресурсной и сырьевой базы российских компаний, позволяет диктовать условия развития конкретных проектов.

Разработка крупнейших месторождений требует колоссальных инвестиций, сопряжена со всеобъемлющим задействованием административного ресурса, выдвижением трудноисполнимых условий. Полное снятие административных барьеров содействует максимально быстрому решению основных отраслевых вопросов; в противном случае реализация перспективных проектов может быть отложена на неопределенный срок [16]. В зарубежных странах освоение нефтегазовых запасов сопровождается спецификой международного права и национальных законодательств, в отдельных случаях – использованием силовых методов, противоречащих экологическим нормам. Для конкретной ситуации

выступают одним из приоритетов государственной политики в сфере ТЭК. Важнейшим направлением устойчивого развития НГК является эффективное распределение функциональных обязанностей сообразно намеченным программам при использовании выверенных теоретических положений, полного арсенала методологического инструментария, практической реализации разработанных предложений, результаты которых могут варьироваться в зависимости от форм и инструментов ГР НГК, а также выбранного момента; важно органичное соединение принципов, подходов и методов, учет всех аспектов предмета вопроса и причинно-следственных связей.

Эффективность регулирующего воздействия зависит от квалификации и профессионализма исполнителей, их мотивации и прямой заинтересованности в результате. Отражение в НПА целей и задач повышает ответственность за их исполнение, позволяет находить иные способы и средства для практического осуществления. Кроме того, это содействует снижению барьеров во взаимоотношениях, касающихся предмета вопроса, между государственными ведомствами и институтами. Юридические нормы, прошедшие полную процедуру согласований, обязательны к исполнению; во множестве отраслевых вопросов существуют различия в позициях органов власти и ответственных исполнителей, следовательно, необходимо вырабатывать решения, приемлемые для достижения наилучших результатов. Государственные поручения могут издаваться в виде указов, постановлений и распоряжений.

В каждой ситуации необходимо понимать сущность вопроса, учитывать имеющиеся ресурсы и возможности для реализации проектов, социально-экономический эффект от их осуществления; важна ответственность предприятий и исполнителей за нанесение экологического ущерба. Практическая реализация вопросов требует выверенной последовательности действий, которые в своей сути являются простыми и легко исполнимыми. Государственный аппарат способен повысить устойчивость функционирования за счет

своевременного исполнения обязательств, отсутствия «отписок» в рамках взаимодействий с нефтегазовыми компаниями, соответствия выработанных резолюций отраженным в НПА положениям, позиций отраслевых ведомств и доверия к ним со стороны предприятий.

Создание необходимых условий для развития национальной нефтегазовой промышленности, исполнение взятых государством и предприятиями обязательств в совокупности с полным удовлетворением внутреннего спроса на отраслевую продукцию содействуют повышению устойчивости функционирования НГК. Именно целостность развития промышленного производства с опорой на научно-технический потенциал обеспечивает качественный рывок и опережающее технологическое развитие отечественных нефтегазовых предприятий [6]. Практика взаимодействий на межгосударственном уровне вполне может использоваться во взаимоотношениях углеводородных мейджоров, предприятий, акционерных обществ и прочих субъектов экономической деятельности, в т.ч. с прямым зарубежным участием и управлением. Это возможно при общности данных взаимодействий, экономическом стимулировании деятельности нефтегазовых компаний на внутреннем и зарубежных рынках; инициатива в развитии обычно исходит от самих предприятий. Реализация методологического инструментария может быть заранее апробирована в прочих сегментах экономики и сферах деятельности общества, впоследствии результативно внедрена в рамках заданного направления. Одним из направлений государственной политики служит отстаивание интересов российских нефтегазовых предприятий на зарубежных рынках за счет работы различных ведомств и институтов [11].

Нахождение оптимального регулирующего решения в конкретной ситуации предполагает, что проигрыш одного из субъектов экономической деятельности способен оказать негативное воздействие на общую конъюнктуру рынка, а также существенное влияние на деятельность прочих

субъектов. Технологии достижения целевых ориентиров могут существенно варьироваться. Так, управленческие решения одних предприятий связаны с позициями государства, и наоборот; кроме того, они могут быть продиктованы в качестве ответной реакции на осуществляемые другими субъектами меры. Тем не менее взаимозависимость субъектов экономической деятельности устойчивости их функционирования.

В данном случае также проявляется «невидимая рука рынка» А. Смита, когда деятельность предприятий топливно-энергетического сектора, подразумевающая монополизацию отдельных направлений и жесткую конкуренцию, влечет за собой повышение общей эффективности функционирования НГК: каждый участник нефтегазового рынка, ориентируясь на собственные цели и задачи, вносит свой вклад в его дальнейшее развитие. Результативность ГР НГК предполагает независимость государственных ведомств при осуществлении ими полномочий, в частности работы антимонопольных органов. Актуальность вопросов регулирования ценообразования на внутреннем рынке предполагает совершенствование отдельных форм и инструментов, внедрение передовых практик ГР НГК, целесообразность применения жестких административных мер для решения оперативных и стратегических вопросов, извлечения дополнительной прибыли, создания искусственной ситуации в ТЭК или в экономике в целом; примерами могут служить нефтяное эмбарго 1973 г. или санкционная политика в отношении российских энергетических компаний со стороны зарубежных государств. Подобные ситуации также могут быть созданы не только с целью осознанной дестабилизации и причинения ущерба отдельным участникам, но и в результате непонимания общеэкономических процессов, природы и причин их возникновения. Так, превышение спроса над предложением на первичные углеводороды и нефтегазовую продукцию на внутреннем и мировом рынках обычно приводит к росту цен, взаимосвязано с прочими отраслями производства и сферами

деятельности, предполагает стабильность и устойчивость энергообеспечения для внутреннего потребителя в качестве важнейшего связующего звена в функционировании национальной экономики; в обратном случае могут возникнуть сбои в экономическом механизме, ослабнуть его надежность, т.к. разрыв существующих связей практически неизбежно приводит к спаду промышленного производства, способен оказать значительное деструктивное воздействие для населения, предприятий, а также внешнеторговых партнеров России [17, 22].

Взаимосвязь вопросов энергетической безопасности и энергообеспечения государств учитывает, что негативное воздействие в рамках одного направления может найти существенное выражение в деятельности других. Это касается вопросов экологии, утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), уменьшения антропогенного воздействия, разработки месторождений, прокладки трубопроводов, сокращения промышленных отходов. Экологические вопросы продолжают находиться в центре общемировой экономической повестки, в ряде стран подразумевают квотирование выбросов, выступают неотъемлемой составляющей устойчивого развития нефтегазового сектора и национального промышленного производства, объединяют взаимодействия государства, энергетических предприятий, различных институтов и организаций.

Подобное объединение предусматривает возможность сокращения чистой прибыли компаний и доходов бюджета в рамках краткосрочного периода, однако в стратегическом разрезе обеспечивает сохранение окружающей среды в районах функционирования нефтегазовых объектов, а также иные конкурентные преимущества. Следует отметить необходимость практической реализации совместных решений в рамках работы с международными институтами, нефтегазовыми корпорациями и отраслевыми объединениями как на межгосударственном уровне, так и во взаимосвязях российских

Важнейшим направлением устойчивого развития НГК является эффективное распределение функциональных обязанностей сообразно намеченным программам при использовании теоретических положений, методологического инструментария, практической реализации разработанных предложений, результаты которых могут варьироваться в зависимости от форм и инструментов ГР НГК, а также выбранного момента

целей не останавливается в связи с возникновением административных и иных внутренних барьеров, наличием противоречий в работе отдельных государственных ведомств. Задействование имеющихся в распоряжении государства ресурсов обеспечивает необходимые социально-экономические результаты. Государственные интересы могут быть направлены на зарубежные нефтегазовые рынки, освоение российскими предприятиями местных континентальных и шельфовых месторождений с комплексным использованием отечественных

баланс интересов затрагивает экономические и административные вопросы, объективные возможности и ресурсы государства и субъектов нефтегазовой деятельности; важен правильный выбор момента, скорость принятия решения и конкретных действий.

Фиксирование в НПА и других документах разработанных теоретико-методологических положений и инициатив с указанием ответственных ведомств, исполнителей и сроков содействует их скорейшей реализации. Интересы российских нефтегазовых компаний на международной арене

и зарубежных предприятий, выработки долгосрочных ориентиров и устойчивых связей, позволяющих реализовывать крупномасштабные инвестиционные проекты. Экологические вопросы позволяют перейти на качественно иной уровень отраслевых взаимодействий, заниматься их расширением с российскими и иностранными компаниями в рамках альтернативных направлений, эффективно осваивать новые перспективные рынки. Участие всех субъектов нефтегазовой отрасли предполагает учет их позиций в отношении реализации проектов и сохранения окружающей среды, которые могут являться противоположными, а также значительно расходятся с практическими действиями.

Используемые в отношении НГК принципы, подходы и методы ГР являются общепризнанными, обладающими индивидуальными характеристиками, применимыми для конкретного аспекта деятельности, в совокупности охватывают весь комплекс форм и инструментов. Они могут быть продиктованы административными решениями, преследующими национальные и корпоративные интересы, подразумевать объединение нескольких сторон для достижения целевых ориентиров. В краткосрочном периоде возможны полное «замораживание» экспорта углеводородов в отдельные регионы или значительное повышение цен на них, целесообразные для эффективной реализации прочих экологических вопросов и направлений государственной деятельности, скорейшего разрешения значимых ситуаций для достижения стратегических целей. Поставки углеводородов могут использоваться в качестве средства административного воздействия, искусственно созданная конъюнктура – оказаться таковой в течение продолжительного времени, а политическое влияние – нести за собой долгосрочный экономический эффект. Показавшие результативность формы и инструменты ГР зачастую используются при различных сценарных условиях внутренней и внешней конъюнктуры, призваны повысить эффективность функционирования НГК, содействовать реализации

крупномасштабных проектов. Ответная санкционная политика, направленная на импортоопережение нефтегазового производства, является одним из наиболее актуальных направлений регулирующего воздействия [19].

## Выводы и рекомендации

Решение вопросов стратегического развития НГК требует задействования различных институтов и организаций в своей совокупности, т.к. именно объединение усилий способно обеспечить необходимый результат, устойчивость функционирования, создать условия, благоприятствующие дальнейшему развитию. Определенные регулирующие меры могут иметь долгосрочный экономический эффект в различных сегментах НГК, доказавшие в прошлом результативность формы и инструменты ГР, в некоторой степени зависимые от конкретных факторов, – прагматично использоваться в современных условиях, преследовать определенные политические интересы и задачи в иных отраслях и альтернативных направлениях, а создаваемые условия – трансформировать общую конъюнктуру национального промышленного производства. Получение необходимых целевых результатов возможно за счет внедрения конкретных экономических и административных мер ГР, своевременных действий, органичной работе различных государственных ведомств, т.е. административное наполнение необходимо для достижения поставленных экономических ориентиров. Устойчивое развитие НГК напрямую связано с ценами на нефть, его инвестиционными возможностями. Регулирующие решения в одном сегменте вполне могут быть эффективно внедрены в прочих, распространяться на новые направления, применяться в течение продолжительного прогнозного периода [7, 8].

Вне зависимости от ценовых колебаний и деятельности международных институтов, устойчивость российского НГК обеспечивается за счет стабильных поставок углеводородов и продукции их переработки на внутренний

и внешние рынки, применении эффективных инструментов ГР при ведении внешнеэкономической деятельности, напрямую влияет на энергетическую безопасность государства и предприятий. Выбранные формы и инструменты ГР НГК позволяют осуществлять контроль за текущей ситуацией на глобальном энергетическом рынке, действовать опережающими темпами в рамках существующего законодательства, создавать условия, необходимые для экономически устойчивого развития, за счет практической реализации выработанных теоретико-методологических положений. Поступающая информация учитывается комплексно, в контексте общеэкономической ситуации, что в значительной мере позволяет предотвратить возможные риски и их последствия, форс-мажорные факторы, способствующие значительным изменениям глобальной энергетической конъюнктуры; отдельные публикуемые прогнозы являются заведомо ложными, преследуют определенные цели. В силу того, что на общую ситуацию в НГК существенное воздействие оказывают экономическая и политическая ситуация в крупнейших нефтегазовых районах, в т.ч. в странах Персидского залива, наличие текущих и потенциальных военных конфликтов, основные административные решения принимаются на уровне глав государств, правительства, профильных государственных ведомств, руководителей нефтегазовых корпораций. Конкретная ситуация способна повлечь за собой прямые или опосредованные регулирующие меры, продиктованные в т.ч. событиями на внешних энергетических рынках; здесь могут возникать как прямые причинно-следственные связи, так и существенна доля случайной составляющей.

Крупные политические события вполне могут выступить причиной значительных экономических действий и преобразований в НГК, в т.ч. разрыва в одностороннем порядке заключенных соглашений, «заморозку» проектов и добычи на месторождениях. Административное «продавливание» отдельных вопросов в НГК возможно при

совместных действиях ряда субъектов экономической деятельности: государства, нефтегазовых предприятий, институтов и др. Принимаемые в отношении одного сегмента НГК решения в определенной степени способны распространиться на остальные; то же справедливо в отношении отдельных регионов, взаимодействий поставщиков и потребителей. Решение отраслевых вопросов в одностороннем порядке впоследствии может быть скорректировано или денонсировано в результате административного воздействия или по экономическим причинам; при этом большинство или ряд других субъектов экономической деятельности способны придерживаться альтернативных позиций.

В условиях шестого технологического уклада неэффективные формы и инструменты ГР НГК устраняются естественным образом, появляются конструктивные решения значимых отраслевых вопросов. Потребители стремятся диверсифицировать риски, связанные с надежностью поставок, резким изменением конъюнктуры и форс-мажорными факторами, различными ограничениями в условиях имеющихся в распоряжении ресурсов. Фактически глобальное информационное пространство и транспарентность данных способствуют минимизации внешних и внутренних деструктивных воздействий на общую конъюнктуру энергетического рынка; потребители предъявляют определенные условия к качеству продукции и экологические требования к производству. Использование в современных условиях доказавших эффективность форм и инструментов ГР НГК не всегда имеет должную результативность, что характерно как для государств, так и управленческого уровня предприятий [5].

Одной из тенденций технологических изменений выступает сокращение излишних звеньев в проводимых сделках, предприятий-прокладок. Активными темпами развивается биржевой сектор, позволяющий выбирать поставщиков с наиболее приемлемыми ценовыми условиями и географическим

расположением, минимизировать негативные монопольные проявления. Выдвигаемые для одного предприятия условия могут иметь значительные последствия для всех субъектов экономической деятельности, оказывать воздействие на общую энергетическую конъюнктуру. Несмотря на множество факторов влияния и различных ситуаций, устойчивое развитие НГК сопряжено с совершенствованием финансовой системы, расширением внутреннего рынка поставок на справедливых, а не спекулятивных условиях. С течением времени участниками нефтегазового рынка остаются наиболее эффективные и гибкие по отношению к изменяющимся условиям предприятия, обладающие необходимыми политическими, административно-управленческими и финансово-экономическими ресурсами, обеспечивающие собственное развитие и расширение производства открытием и постановкой на баланс месторождений сырьевой базы. Наиболее эффективные регулирующие практики и управленческие решения начинают превалировать над остальными. Принимаемые в отношении одного предприятия или проекта жесткие административные действия способны оказать значительное влияние на прочие субъекты экономической деятельности, напрямую с ним не связанные. При этом также учитываются последствия прошедших рисков; связующие звенья способны выполнять стабилизирующую функцию в решении спорных вопросов между участниками энергетических отношений [20]. ●

## Литература

1. 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.
2. Бушуев В.В. Энергетическая стратегия – 2050: методология, вызовы, возможности / В.В. Бушуев, А.И. Громов // Энергетическая политика. – 2013. – № 2. – С. 11–19.
3. Воейков М.И. Экономическая природа государства: новый ракурс. Научный доклад / М.И. Воейков, А.Е. Городецкий, Р.С. Гринберг. – М.: Ин-т экономики РАН, 2018. – 54 с.
4. Гарипов В.З. Государственный подход – фундамент нефтяной отрасли / В.З. Гарипов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – № 1. – С. 10–16.
5. Глазьев С.Ю. Рынок в будущее. Россия в новых технологическом и мирохозяйственном укладах / С.Ю. Глазьев. – М.: Книжный мир, 2018. – 768 с.

6. Глазьев С.Ю. Стратегия опережающего развития России в условиях глобального кризиса / С.Ю. Глазьев. – М.: Экономика, 2010. – 255 с.
7. Дементьев В.Е. Технологическое развитие и структурные изменения в экономике / В.Е. Дементьев // AlterEconomics. – 2022. – Т. 19. – № 1. – С. 116–130.
8. Дмитриевский А.Н. Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России / А.Н. Дмитриевский, А.М. Мастепанов, В.В. Бушуев // Вестник РАН. – 2014. – Т. 84. – № 10. – С. 867–873.
9. Колганов А.И. Сравнительное исследование современных социально-экономических моделей достижения технологической независимости / А.И. Колганов // Российский экономический журнал. – 2023. – № 5. – С. 19–35.
10. Конторович А.Э. Стране нужна мощная программа реиндустриализации на новом технологическом уровне / А.Э. Конторович // Бурение и нефть. – 2017. – № 7–8. – С. 4–11.
11. Макаров А.А. Достижения и проблемы стратегического планирования развития энергетики России / А.А. Макаров // Энергетическая политика. – 2018. – № 3. – С. 26–33.
12. Мартынов В.Г. Природный газ – основа устойчивого развития мировой энергетики / В.Г. Мартынов [и др.]. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2021. – 173 с.
13. Мастепанов А.М. Прогнозы развития мирового нефтегазового комплекса как отражение глобальных проблем и тенденций энергопотребления / А.М. Мастепанов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 6–11.
14. Некипелов А.Д. Приоритеты долгосрочного социально-экономического развития / А.Д. Некипелов, С.В. Ивантер, С.Ю. Глазьев // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2013. – № 6. – С. 18–31.
15. Новак А.В. Старые цели, новые задачи / А.В. Новак // Россия в глобальной политике. – 2016. – Т. 6. – № 5. – С. 146–156.
16. Ресурсные регионы России в «новой реальности» / под ред. В.В. Кулешова. – Новосибирск: ИЗОПП СО РАН, 2017. – 308 с.
17. Сафонова Т.Ю. Исследование эндогенных и экзогенных факторов влияния на результаты прогнозирования развития нефтегазовой отрасли на фоне трансформации структуры топливно-энергетического баланса: дис. ... д-ра экон. наук: 5.2.3 / Т.Ю. Сафонова. – М., 2023. – 410 с.
18. Сечин И.И. Альтернативы мировой энергетики: трансформационные тренды и риски / И.И. Сечин // Мировая экономика и международные отношения. – 2021. – Т. 65. – № 10. – С. 33–44.
19. Трофимов С.Е. Государственное регулирование нефтегазового комплекса на современном этапе экономических вызовов и технологических трансформаций / С.Е. Трофимов // Российский экономический журнал. – 2024. – № 4. – С. 61–86.
20. Трофимов С.Е. Практические вопросы реализации государственной нефтегазовой политики / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2023. – 400 с.
21. Шафраник Ю.К. Глобальные энергетические изменения и Россия. Новая карта мирового энергетического пространства / Ю.К. Шафраник // Энергетическая политика. – 2016. – № 3. – С. 3–12.
22. Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. – М.: ИЭЭ РАН, АЦ при Правительстве РФ. – 2015. – 400 с.

KEYWORDS: state regulation, oil and gas complex, hydrocarbon reserves, methodological tools, economically sustainable development, Sixth technological paradigm, technological sovereignty, advanced development, national security, energy sustainability.



## Модульный контроллер

Ученые ВятГУ разработали опытные образцы двух импортозамещающих модульных контроллеров для деревообрабатывающего центра с ЧПУ. Контроллеры – базовые элементы систем автоматизации для управления работой подключенного к нему оборудования. Опытные образцы представлены в двух вариантах. Один контроллер имеет 16 портов ввода-вывода, другой – 24. Особенностью новых приборов является высокая помехозащищенность благодаря оптической развязке всех модулей. Ремонтпригодность устройства обеспечивается быстрой заменой модулей без длительной остановки оборудования. Интеграция в SCADA-системы и IoT-платформы обеспечивает совместимость с российским ПО. Для каждого типа станков, автоматизированных линий или систем управления промышленным оборудованием необходимо создавать адаптированные решения, учитывающие уникальные особенности и задачи конкретного применения. Индивидуальная разработка контроллеров позволяет оптимизировать их функциональность под конкретные задачи, что в итоге приводит к повышению эффективности и снижению затрат на производство.

## Новый метод оценки эффективности нефтедобычи

Ученые Пермского Политеха предложили новый метод оценки эффективности извлечения углеводородов. Учитываются параметры, характеризующие степень извлечения геологических запасов и долю добытой воды в продукции скважин за все время их эксплуатации. Если комплексный параметр равен 1 или более – процесс извлечения нефти идет эффективно, если меньше 1 – результаты ухудшаются. Применение такого метода помогло выяснить, что влияет на процесс добычи нефти, основываясь на данных по 168 нефтяным объектам, которые разрабатываются 10 лет и более. С использованием методов математической статистики ученые разделили эти данные на три группы и сопоставили рассчитанную эффективность выработки запасов и плотность сеток скважин. Это позволило доказать наличие взаимосвязей между комплексным параметром и геолого-технологическими факторами. Например, в терригенных коллекторах эффективность выработки запасов выше, если нефтяной пласт толще, а нефть менее вязкая и смолистая. При этом в карбонатных коллекторах основным направлением для повышения эффективности добычи является уплотнение сеток скважин, в том числе при пониженной вязкости нефти.

## Водородная энергоустановка с системой безопасности

Ученые Нижегородского государственного технического университета им. Р. Алексеева разработали водородную энергоустановку, оснащенную комплексной системой безопасности. Особенность системы заключается в многоуровневой защите, где каждый критический параметр контролируется несколькими независимыми способами. Энергоустановка размещена в специальном огнезащитном металлическом шкафу, который разделен на четыре изолированных отсека. Для их разделения использованы прочные перегородки из толстолистовой стали, дополненные противопожарными панелями из изолирующего материала. В отсеках находятся: блок хранения водорода, топливная магистраль, топливный элемент (где происходит преобразование энергии водорода в электричество) и компьютерный блок управления. Каждый отсек оборудован датчиками, которые отслеживают концентрацию водорода, температуру и другие параметры, а также предохранительными клапанами. Блок управления оснащен программируемым логическим контроллером, который непрерывно анализирует данные с датчиков и в случае обнаружения отклонений от нормы запускает процедуру защитного отключения.

## Математическая модель для улучшения параметров вскрытия пласта

Ученые Пермского Политеха разработали численную конечно-элементную модель, которая включает в себя обсадную колонну, цементный камень, нефтенасыщенные породы, а также учитывает геометрию перфорационных каналов. Ее особенностью является использование контактных элементов для оценки взаимодействия между обсадной колонной, цементным камнем и породой. Ученые проверили работоспособность модели в программе ANSYS 19 на примере простой ситуации, чтобы удостовериться, что модель правильно описывает базовые физические процессы. Полученную производительность скважины сравнили с аналогичным расчетом по классической формуле, расхождение составило 3,8%. Модель позволяет вычислить то, насколько околоскважинная зона и элементы крепи способны выдерживать оказываемую на них нагрузку. Расчеты показали, что запас прочности цементного камня составляет 2 – 3 единицы, а коэффициент запаса прочности обсадной колонны – 3 – 4 единицы, что говорит о высокой степени устойчивости. Наиболее слабой зоной является область рядом с перфорационными каналами, поскольку именно здесь возникают области разрушения как от растягивающих, так и от сжимающих нагрузок.

## Фильтр для респираторов

Специалисты ПНИПУ разработали новый материал, который способен снизить массу фильтрующего элемента в респираторах, защищающих работников промышленных предприятий от сернистого газа, в 15 раз. Сернистый ангидрид (SO<sub>2</sub>) представляет собой газ, выбрасываемый в атмосферу на металлургических, энергетических, нефтегазовых и других предприятиях. Сегодня на промышленных предприятиях для защиты применяют респираторы, содержащие гранулы активированного угля с особыми связывающими газ добавками. Ученые разработали новый, более легкий хемосорбент для респираторов, используя активированную угольную ткань с развитой пористостью, которую пропитали раствором йодида калия. Этот материал химически связывает SO<sub>2</sub>, образуя безопасные продукты – серу и йод, которые надежно удерживаются на поверхности ткани. Эффективность одного из образцов нового материала составила до 6 ч улавливания токсичного вещества. Разработка решает две важные задачи – повышает безопасность на опасных производствах и увеличивает разнообразие средств защиты. В перспективе технология может быть адаптирована для работы с другими токсичными газами.

## Первый в мире принтер сухой печати

Современные принтеры применяют так называемую мокрую печать, действующую несколько отдельных операций, для каждой из которых требуется своя специальная установка. Ученые из МФТИ заменили мокрую печать на сухую, и объединили в одном приборе все четыре процесса: получение наночастиц, спекание их лазером в потоке газа для придания сферической формы, фокусировку с осаждением на подложку, спекание лазером в конечное изделие. Сухая печать в разы сокращает время изготовления и повышает эффективность, ее параметры можно оперативно изменять. Сфера применения новой разработки – микроэлектроника, фотоника, оптоэлектроника, криминалистика, фармацевтика, реставрационные исследования произведений искусства. Принтер может напечатать «усилители» света, позволяющие обнаруживать самые незначительные следы вещества при исследовании образцов методом рамановской спектроскопии. Наибольшую трудность представляла технология лазерного спекания, которую разрабатывали совместно с коллегами из МВТУ им. Баумана, Университета «Станкин» и Института электрофизики Уральского отделения РАН.



Стенд компании Горэлтех на выставке Нефтегаз-2025



Посетитель выставки Нефтегаз-2025



Стенд ГК ТСС на выставке Нефтегаз-2025



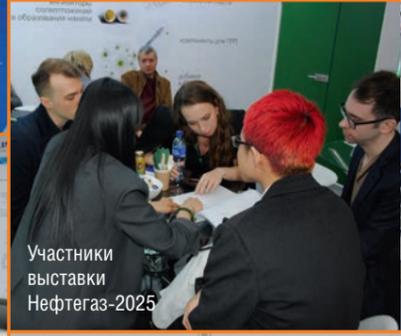
Стенд компании CHINT на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Нео Кемикал на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Камкабель на выставке Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Эталон на выставке Нефтегаз-2025



Участник выставки Нефтегаз-2025



Стенд ООО СпецПромАрматура на выставке Нефтегаз-2025



Стенд ГК Метран на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



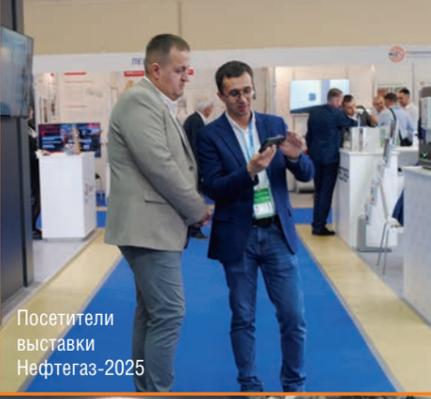
Участники выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Полиэкс на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Квант на выставке Нефтегаз-2025

# НАСОС МАГИСТРАЛЬНЫЙ НМ 1250-260

## 1 Оборудование и инструмент в НГК

### 1.2 Оборудование для транспортировки нефти и газа

#### 1.2.1.2 Оборудование для эксплуатации



Насос центробежный, одноступенчатый, межопорный, с колесом двухстороннего входа, с осевым разъемом корпуса, типа ВВ1 по ГОСТ 32601.

Предназначен для подачи товарной нефти и светлых нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Подача	1250 м³/ч
Напор	260 м
Предельное давление	не менее 7,5 МПа
Частота вращения номинальная синхронная	3000 об/мин
КПД	82 %
Мощность	не более 928 кВт
Масса	не более 3500 кг

# РАДАРНЫЙ УРОВНЕМЕР

## 1 Оборудование и инструмент в НГК

### 1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

#### 1.5.2 Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



Уровнемер радарный для измерения уровня жидкости, сжиженных газов и сыпучих веществ. Предназначен для определения уровня содержимого в открытых и закрытых сосудах, резервуарах, хранилищах и других емкостях. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Двухпроводная система с питанием от токовой петли и наложенным протоколом HART;</li> <li>Малый угол луча антенны (4° при использовании линзовой антенны DN70/6)</li> <li>Подфланцевая защитная пластина из ПЭЭК для коррозионно-активных сред</li> <li>Антенный удлинитель для патрубков длиной 112 мм</li> <li>Функция записи спектра пустой емкости</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Погрешность +/- 2 мм;</li> <li>Возможность измерения в процессах с быстро меняющимся уровнем содержимого (&gt;/= 60 м/мин или 196,85 фут/мин);</li> <li>Широкий выбор фланцевых или резьбовых присоединений;</li> <li>ЖК-дисплей с большим экраном и подсветкой;</li> <li>РАСТware™. HART DD- и DTM-драйверы</li> </ul>

# ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНАЯ ПРИСАДКА

## 4 Нефтепродукты, нефть и газ

### 4.5 Продукты нефтехимии

#### 4.4.3 Присадки

Для нефти и нефтепродуктов (ПТП). Присадка снижает гидравлическое сопротивление и повышает пропускную способность трубопроводов. Применение ПТП позволяет повысить энергоэффективность и снизить затраты на перекачку. Механизм действия ПТП основан на снижении уровня турбулентных пульсаций в потоке, особенно вблизи стенки

трубопровода благодаря воздействию макромолекул полимера на поток.

Средние применяемые концентрации:

- для нефти 5–15 ppm;
- для нефтепродуктов 3–5 ppm.

Одностадийная технология основана на суспензионной полимеризации мономеров в инертной среде. ●



# ВЕРТЛЮГ БУРОВОЙ

## 1 Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1.9.10 Прочие

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Наименование параметра	В6-250P1
Максимальная статическая нагрузка на ствол кН (тс)	2500 (250)
Максимальная динамическая нагрузка на ствол, кН (тс)	1450 (145)
Максимальное давление прокачиваемой жидкости, МПа (атм)	35 (350)
Максимальная частота вращения, ствола, с	4,17
Рабочая температура окружающей среды, К (°С)	от 233(-40) до 343(+70)
Присоединительные размеры:	
1 на подводе	резьба НКТ Ø89 ГОСТ 633-80
2 на стволе под переводник	резьба 3-133 Лев ГОСТ 50864-96
3 на переводнике под колонну	резьба 3-152 Лев. ГОСТ 50864-96
4 на подводе под телесистему	резьба НКТ Ø60 Л ГОСТ 633-80
Габаритные размеры, мм, не более	2250×670×590
Масса	680



Вертлюг буровой – высоко нагруженная конструкция, удерживающая на весу вращающийся бурильный инструмент, с одновременным подводом промывочной жидкости в колонну труб при бурении скважин. Вертлюг предназначен для удержания на весу вращающегося бурильного и иного инструмента с одновременным подводом рабочей жидкости от насоса в колонну труб в условиях буровых и нефтепромысловых предприятий. Место установки вертлюга – на крюке талевой системы. ●

# РЕСИВЕРЫ ВОДОРОДА

## 1.3 Оборудование для переработки нефти и газа

### 1.3.1 Технологическое оборудование

#### 1.3.1.7 Разнообразное емкостное оборудование



Процесс переработки нефти и газа сопряжен с необходимостью использования ресиверов. В зависимости от технических особенностей ресиверы подразделяют на кислородные (для накопления кислорода и других неагрессивных сред), ресиверы гелия (для приема, хранения и выдачи газообразного гелия) и ресиверы водорода.

Водородные ресиверы предназначены для хранения на промышленных предприятиях технического водорода. Ресиверы нашли применение в атомной, космической, металлургической промышленности. В химической отрасли их используют для синтеза хлороводорода, аммиака и метилового спирта, в нефтехимии – для гидрогенизации жиров, угля и нефти, в электрических генераторах с помощью ресиверов охлаждают водородные установки.

Ресиверы для водорода могут быть емкостью для хранения конечного вещества, предназначенного для отгрузки потребителю, либо

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Рабочее давление	до 12 МПа
Объем	от 1 до 200 м³
Конструкция	наземная горизонтальная или вертикальная с эллиптическими днищами на опорах
Температурный диапазон рабочего продукта	от -60 °С до +300 °С
Минимальная температура эксплуатации	-60 °С

промежуточной емкостью, из которой водород поступает дальше по технологической цепочке.

Ресиверы водорода – это горизонтальная или вертикальная емкость, устанавливаемая на опоры. Эксплуатация ресивера происходит под высоким рабочим давлением, поэтому днища изготавливаются эллиптические. В корпусе предусмотрены люк, патрубки и штуцеры для выполнения основных функций: наполнение ресивера водородом,

откачка водорода, сбор конденсата, проведение технологического осмотра и чистки внутренней поверхности емкости и др.

Важным элементом водородных ресиверов является предохранительный клапан, который предотвращает разрушение конструкции из-за повышения давления.

Водородные ресиверы производятся из листового металлопроката, которому придается цилиндрическая форма. ●

# СЕПАРАТОР

## 1.3 Оборудование для переработки нефти и газа

### 1.3.1 Технологическое оборудование

#### 1.3.1.8 Сепараторы для нефтяных и газовых сред



По форме исполнения сепараторы подразделяют на:

- вертикальные (представляет собой корпус в форме цилиндра, оснащенный короткими трубками для ввода пластовой жидкости и вывода жидкой и газовой фаз, арматурой для предохранения и регуляции, а также специальными элементами для отделения жидкостей);
- горизонтальные (содержит емкость с двумя расположенными под наклоном полками, пеногаситель, отделитель жидкостей и устройство, предотвращающее возникновение воронки в процессе дренажа нефти. Горизонтальный нефтесепаратор оснащен трубкой для ввода пластовой жидкости, штуцерами для выхода фаз и люком);
- гидроциклонные (представляет собой горизонтальную емкость,

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Рабочее давление	от 0,6 до 6,3 МПа
Диаметр аппарата	от 1200 до 2400 мм
Температура воздуха при эксплуатации	от -60 до +100 °С

состоящую из одноточных гидроциклонов. Одноточный циклон – это устройство в форме цилиндра с тангенциальным вводом пластовой жидкости, направляющей трубкой и отделом перетока.

В зависимости от основной силы, благодаря которой осуществляется отделение, сепараторы подразделяются на:

- гравитационные (разделение происходит за счет гравитации, газы поднимаются вверх, тяжелые вещества оседают на дне,

для увеличения продуктивности на входе устанавливают депульсатор, предназначенный для отстранения газа из пластовой жидкости);

- центробежные (отделение осуществляется за счет воздействия центробежной силы);
- инерционные (отделение происходит благодаря разным силам инерции частиц в сепарируемой жидкости. Тяжелые элементы вытесняются к стенкам емкости, после чего перетекают на ее дно). ●

### Параметры нефтегазовых сепараторов

Объем, м³	Давление условное, МПа	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина, мм	Высота, мм
6,3	0,6/1,0/1,6/2,5/4,0	1200	8/8/10/12/18	6510/6510/6545/6570/6610	2175/2175/2180/2180/2280
12,5	0,6/1,0/1,6/2,5/4,0	1600	8/8/12/16/22	8190/8190/8220/8220/8360	2745/2745/2750/2760/2890
25	0,6/1,0/1,6/2,5/4,0	2000	8/10/12/18/25	10100/10105/10135/10210/10320	2895/2900/2900/2915/3015
50	0,6/1,0/1,6/2,5/4,0	2400	8/10/14/20/30	12890/12890/12945/12964/13128	3013/3545/35547/3555/3571
100	0,6/1,0/1,6/2,5/4,0	3000	10/12/18/25/40	15215/15229/15241/15320/15515	3909/3917/3931/3945/4055



**А. Новак**

Ключевая задача нефтеперерабатывающей отрасли – завершение программы модернизации НПЗ



**Дин Сюэсян**

Китайско-российское энергетическое сотрудничество является позитивной силой в поддержке глобальной энергетической безопасности



**С. Цивилев**

КНР является крупнейшим партнером РФ на международном энергетическом рынке



**Т. Ахсамбиев**

Наша цель – внести весомый вклад в будущее газовой отрасли страны



**П. Фиала**

Мы сделали еще один шаг к энергетической независимости (о TAL-PLUS)



**А. Байрактар**

Турция наращивает энергетические амбиции как внутри страны, так и за рубежом



**В. Красносельский**

Газ идет, пока все в порядке



**Р. Кабаков**

Внутренний рынок полностью обеспечен топливом



**З. Станюра**

Нам не нужно бояться российского шантажа минерально-сырьевой политикой



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



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



Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии НТО/В НТДО/В  
Размеры: 1" D2"-20" BB24"  
Диапазон давления: 150-2500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C-+816° C



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



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



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХД  
Размеры: 1" x2"-10" x14"  
Диапазон давления: 150-2500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C-+538° C



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



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

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

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

# VITZRO CELL

с 1987 года

Скважинные телеметрические системы (MWD/LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий



#### БЕЗОПАСНОСТЬ:

- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей



#### ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:

- проведение испытаний
- проведение полевых работ и подготовка отчетов
- инженерная поддержка



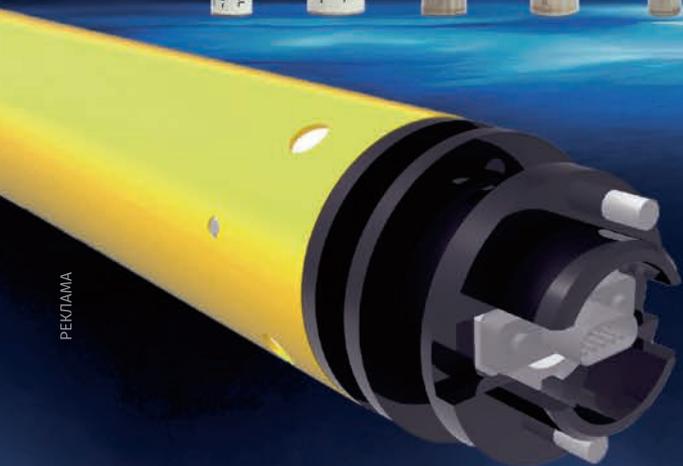
#### ПРЕИМУЩЕСТВА:

- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX/ISO9001/14001/RoHS/UL/Trans. Certi



#### МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:

- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD/LWD/PIG



## VITZROCELL

**230**  
КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

**50** СТРАН

Vitzrocell широко известна в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

**3**  
МИЛЛИАРДА

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

**с 1987**  
ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей с 1987 года

**15**  
МИЛЛИОНОВ

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

ООО «АК Бустер»  
г. Санкт-Петербург  
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы  
Tel: +7 812 380-74-38  
E-mail: ak@buster-spb.ru

Антарес  
Санкт-Петербург  
Источники тока высокой температуры, источники тока низкой температуры  
Tel: +7 921 956 3725  
E-mail: i\_han@mail.ru

НПО Свободная Энергия  
г. Томск  
Высокотемпературные элементы и батареи  
Tel: +7 3822 555-777  
E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

ООО «Геолит»  
Нижевартовск  
Высокотемпературные элементы и батареи  
Tel: 8(3466)313133  
E-mail: mwd\_batt@mail.ru



[www.youtube.com/vitzrocell](http://www.youtube.com/vitzrocell)

[www.vitzrocell.com](http://www.vitzrocell.com)

**VITZRO**  
**CELL**