



ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ОБВОДНЯЮЩЕГОСЯ
ПРОМЫСЛА

АКУСТИЧЕСКАЯ
СТИМУЛЯЦИЯ
СКВАЖИН

25 ЛЕТ **ССК**
НАДЕЖНОСТЬ В ПАРТНЕРСТВЕ!
КАЧЕСТВО В РАБОТЕ!
УВЕРЕННОСТЬ В БУДУЩЕМ!

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftgaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

1 [157] 2025

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ
ОТКАЗОВ УЭЦН
МЕТОДАМИ
МАШИННОГО
ОБУЧЕНИЯ



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 ↘



НЕ ВКЛЮЧАТЬ
РАБОТАЮТ ЛЮДИ

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ↗



↑ ИСКУССТВЕННЫЙ
ИНТЕЛЛЕКТ



ПромМашТест



АБС Электро

ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ↙



↗ ПОЛИТИКА БЕЗОПАСНОСТИ



ANT ENGINEERING

↙ БПЛА: ЗАЩИТА И УГРОЗА



ТЕРРАЛИНК
ТЕХНОЛОЖИС



↑ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ

kaspersky



ГАЗСТРОЙПРОМ
СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ СООРУЖЕНИЙ ↙



↗ НОВОСТИ



↙ ЗАЩИТА ДАННЫХ



Safety.neftegaz.ru

РЕКЛАМА

СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ

20 ЛЕТ ИННОВАЦИОННОГО
РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ

СПЕЦПРОЕКТ

Акционерное общество «СтройТрансНефтеГаз» (СТНГ) – одна из крупнейших и передовых строительных компаний России отмечает двадцатилетие. СТНГ участвовало во всех стратегически важных для нефтегазовой отрасли стройках нашего века. Высочайшая надежность работ, инновационность, постоянное развитие и бережный подход к людям – важнейшие слагаемые лидерства СТНГ.



20stng.neftegaz.ru

Развитие перспективных систем мониторинга для повышения надежности процесса капитального ремонта скважин



16

Математическая модель акустической стимуляции скважин для увеличения проницаемости горной породы



20

СОДЕРЖАНИЕ

Выбор оптимального способа эксплуатации обводняющегося газового промысла



26

Перспективы освоения нефтяного месторождения на шельфе Суринама



32

Эпохи НГК 6

РОССИЯ Главное

2025: надежды и ожидания 8

Новый порядок платежей за российский газ 10

События 12

Первой строчкой 14

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Развитие перспективных систем мониторинга для повышения надежности процесса капитального ремонта скважин 16

НЕФТЕСЕРВИС

Математическая модель акустической стимуляции скважин для увеличения проницаемости горной породы 20

НЕФТЕСЕРВИС

Выбор оптимального способа эксплуатации обводняющегося газового промысла 26

Сибирская Сервисная Компания снова признана лучшей в нефтесервисной отрасли 30

ДОБЫЧА

Перспективы освоения нефтяного месторождения на шельфе Суринама 32

Месторождения Карского моря: методика оценки эффективности освоения морских газовых и газоконденсатных месторождений 38

Закачка воздуха и внутрипластовое горение как способ увеличения добычи 44

Хронограф 49

Оптимизация работы установки стабилизации газового конденсата



50

Обзор опыта прогнозирования отказов УЭЦН методами машинного обучения



55

Рационализация логики пуска печи дожигания установки утилизации сероводородного газа и производства гранулированной серы



62

Погружные насосы для сжиженных газов: развитие подходов к разработке и производству оборудования для российских СПГ-заводов



64

ОБОРУДОВАНИЕ

Оптимизация работы установки стабилизации газового конденсата 50

Обзор опыта прогнозирования отказов УЭЦН методами машинного обучения 55

Рационализация логики пуска печи дожигания установки утилизации сероводородного газа и производства гранулированной серы 62

Погружные насосы для сжиженных газов: развитие подходов к разработке и производству оборудования для российских СПГ-заводов 64

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Расчет индекса чистой энергии искусственным интеллектом и интерпретация полученных данных 68

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Микровзрывная фрагментация капель на основе таллового масла 75

РЫНОК

Экономические потери в нефтегазовом комплексе России в связи с трансформацией международного энергетического рынка 86

СПГ в Бразилии: эпоха перемен 90

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Приоритетные направления разработки и практической реализации методологии государственного регулирования нефтегазового комплекса 92

Россия в заголовках 101

Новости науки 102

Нефтегаз Life 104

Классификатор 106

Цитаты 112

525 лет назад

В 1500 году в Польше впервые для освещения улиц стали использовать нефть, которая поступала из района Карпат.

202 года назад

В 1823 году в Моздоке открылся нефтеперерабатывающий завод, на котором использовалась нефть с близлежащего Вознесенского нефтяного месторождения.

190 лет назад

В 1835 году утвержден устав первой российской акционерной газовой компании «Общество для освещения Санкт-Петербурга газом».

177 лет назад

В 1848 году на Апшеронском полуострове пробурена первая в мире нефтяная скважина современного типа.

176 лет назад

В 1849 году канадский геолог Абрахам Геснер впервые получил керосин.

168 лет назад

В 1857 году Василий Кокорев построил в Сураханах нефтеперегонный завод мощностью 100 тыс. пудов керосина в год.

162 года назад

В 1863 году во дворе Малого театра со стороны Неглинной улицы был построен газовый завод, продукция которого предназначалась для освещения Большого и Малого Императорских театров.

148 лет назад

В 1877 году Россия впервые в мире начинает использовать танкеры для транспортировки нефти. В США в то же время построена первая железнодорожная цистерна для перевозки нефти.

84 года назад

В 1941 году в 18 км от Саратова обнаружены богатейшие по тем временам запасы природного газа.

59 лет назад

В 1966 году с месторождения Уренгой в Москву и другие города страны начинает поступать природный газ.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

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

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

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

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

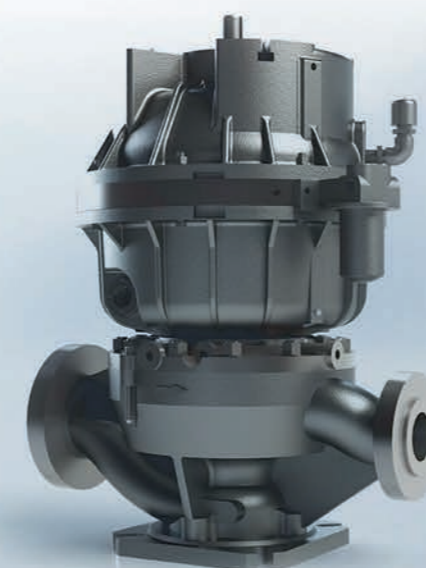
Адрес редакции:
123001, г. Москва, Благовещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс Урал Пресс 013265



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



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- ▶ **Расход** 1~360 м³/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), Руссоко и ПКОП Шымкентский НПЗ

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

В 2025 году мощность МГП
Сила Сибири-1 увеличится
до проектных

38 млрд м³
газа в год

Глубина переработки
нефти на Московском НПЗ
достигнет

99 %

Инвестпрограмма
Газпрома в 2025 году
снизится более чем

на **7** %

Профицит предложения
на рынке нефти может
составить

1,4 млн барр.
в сутки

2025: НАДЕЖДЫ И ОЖИДАНИЯ

КАЖДЫЙ НОВЫЙ ГОД НАЧИНАЕТСЯ С ОЖИДАНИЙ И НАДЕЖД. ОЖИДАНИЯ 2025 ГОДА СВЯЗАНЫ С ЗАПУСКАМИ ПРОИЗВОДСТВ, ВЫХОДОМ НА ПРОЕКТНЫЕ МОЩНОСТИ, ВВОДОМ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. А НАДЕЖДЫ – С ВЫСОКОЙ (ИЛИ ХОТЯ БЫ НЕ С ОБИДНОЙ) ЦЕНОЙ НА НЕФТЬ, ОСЛАБЛЕНИЕМ (ИЛИ ХОТЯ БЫ НЕ УЖЕСТОЧЕНИЕМ) САНКЦИЙ, УВЕЛИЧЕНИЕМ (ИЛИ ХОТЯ БЫ ПОДДЕРЖАНИЕМ НА ПРЕЖНЕМ УРОВНЕ) ИНВЕСТИЦИЙ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

Анна Павлихина

Нефтегазовая промышленность нашей страны переживает не самые простые времена. Внешний прессинг, технологическая изоляция, волатильность рынка – факторы, не способствующие развитию отрасли. Несмотря на это, нефтянка живет и развивается, а в 2025 году на экономической карте должны появиться новые объекты.

Новые мощности

Уже в первом полугодии Иркутская нефтяная компания планирует запустить первый в Восточной Сибири завод по производству полимеров. В Нижнекамске СИБУР готовит к сдаче первый в стране завод по выпуску гексана, продукцию которого будут использовать в качестве сырья для производства высокомаржинальных марок полиэтилена, как и этилен, выпускаемый на олефиновом комплексе компании – ЭП-600. Его строительство СИБУР завершил еще в 2024 году, а в 2025 г. планирует вывести на проектную мощность.

Также на проектную мощность должен выйти комплекс по переработке диоксида серы на Надеждинском металлургическом заводе Норникеля. Не будет неожиданностью и наращивание объемов поставок газа по МГП Сила Сибири-1 до проектных 38 млрд м³ в год.

В наступившем году завершит свою полномасштабную модернизацию Московский НПЗ, глубина переработки которого достигнет 99%. На Славянском нефтеперерабатывающем заводе планируют ввести в эксплуатацию комбинированную установку



высокооктановых бензинов, включающую секции гидроочистки, каталитического риформинга и изомеризации, что позволит заводу производить более 1 млн т бензина в год.

На конец года намечен запуск комплекса производства автобензинов и ароматических углеводородов мощностью 1,52 млн т в год на Ильском НПЗ, с вводом в эксплуатацию которого будут производить бензин стандарта Евро-5, продукцию нефтехимии и СУГ. Инвестпроект по строительству угольного морского терминала и Тихоокеанской железной дороги реализует компания Порт Эльга. Эта инфраструктура увеличит поставки продукции с Эльгинского угольного месторождения на мировые рынки. Первые этапы порта и железной дороги запланированы для ввода в эксплуатацию в первом квартале.

В 2025 году должны появиться новые заводы: в Челябинской области – малотоннажное производство СПГ, в Тюмени – завод по выпуску нефтегазового оборудования для наклонно-направленного бурения, включая роторно-управляемые системы, буровые долота и системы закачивания скважин. Также планируется запустить в эксплуатацию завод полного цикла по выпуску литий-ионных аккумуляторов в Татарстане и производство диоксида титана в Томской области.

На 2025 год компания Ростех анонсировала запуск серийного производства МС-21, а Москвич – серийное производство электромобилей Атом.

Все меньше сомнений в появлении двух мусоросжигающих заводов, которых ждут уже три года, ведь они были лично обещаны первым вице-премьером президенту.

Новые месторождения

В наступившем году продолжит пополняться база запасов полезных ископаемых, запланированы к вводу в эксплуатацию новые месторождения. В частности, намечена разработка свинцово-цинкового месторождения «Сардана» в Усть-Майском районе и медно-вольфрамового месторождения «Агылкинское». На Таймыре будет введено в эксплуатацию угольное месторождение, а на Чукотке начнется геологоразведка шестнадцати участков недр. В целом в рамках федеральной программ «Геология: возрождение легенды» правительство планирует выделить в 2025 году 9 млрд рублей. Предположительно эти средства пойдут на изучение недр Якутии, Дальнего Востока и Сибири. Глава Минприроды заявил, что ведомство готово запустить программы геологического поиска с 1 января.

С 1 января

С первого дня нового года вводятся и другие новшества. Начинает действовать запрет на майнинг криптовалюты в энергодефицитных регионах в сезон повышенного спроса на электроэнергию, который продлится до 2031 г. Дальний Восток, Республика Коми и Архангельская область включены в ценовые зоны оптового рынка электроэнергии. С 1 января ФАС утвердила повышение тарифов Транснефти на прокачку нефти на 5,8%. А еще с 1 января прекратился транзит газа через Украину, что, безусловно, скажется на рынке в краткосрочной и долгосрочной перспективе. В том числе затронет и рынок СПГ, спрос на который должен вырасти в связи с прекращением трубопроводных поставок.

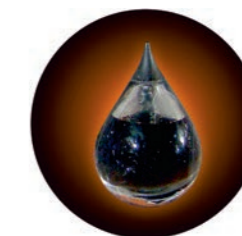
Главный российский производитель сжиженного природного газа НОВАТЭК, по некоторым оценкам уже в январе может запустить вторую производственную линию «Арктик СПГ-2». У компании есть шанс получить два новых танкера ледового класса. Другие эксперты полагают, что вопрос с выходом на полную мощность может быть отложен на неопределенное время.

Инвестпрограммы

На неопределенное время, вероятно, будут отложены и некоторые инвестиционные проекты. Так, инвестпрограмма Газпрома в 2025 г. снизится более чем на 7% по сравнению с 2024 годом. Также РЖД в 2025 г. может на 36,7% сократить инвестиции, в частности в проекты Восточного полигона – БАМ и Транссиб, в 4,8 раза. А вот Россети, напротив, заявили о рекордной инвестпрограмме в 650 млрд руб., но при этом попросили у правительства средства на поддержание регионов и предупредили, что в некоторых областях электроснабжение будет ухудшаться, источники финансирования позволяют в 2025 г. отработать лишь 25% дефектов электросетевого оборудования, из-за системного недофинансирования накоплен серьезный износ фондов. Найдутся ли средства на поддержание региональной инфраструктуры во многом зависит от цены на нефть в 2025 году.

Цена на нефть

В 2025 году МЭА прогнозирует превышение предложения спроса над предложением. Пока действует соглашение ОПЕК+, рынок более или менее сбалансирован, но как долго смогут страны картеля сдерживать добычу и будет ли в этом смысл, если страны, не входящие в организацию, будут наращивать объемы производства? МЭА ожидает профицита предложения в 950 тыс. барр. в сутки, а в случае восстановления добычи странами ОПЕК, эта цифра вырастет до 1,4 млн барр. в сутки, что может стать основным вызовом для нефтегазового комплекса и экономики России в 2025 году. ●



НОВЫЙ ПОРЯДОК ПЛАТЕЖЕЙ ЗА РОССИЙСКИЙ ГАЗ

Елена Алифирова

В порядок исполнения иностранными покупателями обязательств перед российскими поставщиками природного газа внесены изменения. Указом от 5 декабря 2024 г. № 1033 схема «газ за рубли» замораживается, расчеты не производятся впредь до отмены ограничительных мер, введенных применительно к уполномоченному банку иностранными государствами.

После того как летом прошлого года США ввели санкции против Мосбиржи, потребовался перенос продажи валюты на внебиржевой рынок. 21 ноября 2024 г. США ввели санкции против Газпромбанка, что создало проблемы для покупателей российского трубопроводного газа в ЕС и Турции.

Согласно новому указу, разрешается зачисление уполномоченным банком средств в рублях, поступающих от третьих лиц, в целях оплаты иностранным покупателем поставки природного газа, предусматривается механизм полного или частичного зачета встречных требований поставщика к покупателю по инициативе российского поставщика, допускается участие организаций, осуществляющих принудительное взыскание задолженности иностранных покупателей, а также от лиц, исполняющих обязательства по договору эскроу или аккредитиву. При этом при взыскании задолженности расчеты могут производиться в рублях, валюте контракта или путем зачета встречных требований.

Газпромбанк продолжает оставаться единственным уполномоченным банком, через который осуществляются расчеты за поставку природного газа иностранными покупателями из недружественных стран, банк больше не осуществляет содействие иностранным покупателям в конвертации иностранной валюты в рубли в целях расчетов за природный газ, обязательство по оплате поставки газа считается исполненным с момента зачисления средств в рублях на открытый российский поставщиком в Газпромбанке рублевый счет. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Страны G7 разрабатывают меры, призванные снизить потолок цен на транспортируемую морем российскую нефть и ужесточить условия ее продажи. Как это скажется на нефтяном рынке и его игроках?

Что ждать нефтяному рынку от новых решений G7 в отношении российской нефти?

20%
Новые санкции спровоцируют рост цен на нефть

23%
На России это никак не скажется, она давно выстроила альтернативную систему морских перевозок нефти

17%
Запрет на оказание услуг по транспортировке и страхованию российской нефти увеличит ее стоимость для покупателей из Индии и Китая

18%
Россия будет меньше зарабатывать на продаже углеводородов

22%
Решения G7 не окажут влияния на рынок, за 2 года потолок цен ни разу не был скорректирован, что говорит о несостоятельности этого механизма

2024 год был богат на события. Все они в той или иной степени оказали влияние на дальнейший ход развития страны. Мы выделили несколько наиболее значимых и спросили читателей Neftegaz.RU, какое событие прошедшего года стало главным достижением

Какое достижение можно считать главным в 2024 году для топливно-энергетического комплекса?

15%
Увеличение объемов переработки сырья на российских НПЗ

16%
Запуск этиленового комплекса в Татарстане

14%
Увеличение нефтегазовых доходов на 25,8%

12%
Рост добычи газа на 10%

15%
Увеличение объемов экспорта газа

18%
Открытие Илгинского ГКМ с запасами 135,4 млрд м³

10%
Увеличение доли российского энергетического оборудования до 72%



Тендерный КОНСАЛТИНГ

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

Аккредитация
на торговых
площадках

Подбор
тендеров
по заданным
параметрам

Юридический
анализ
тендерной
документации

Подготовка
тендерной
заявки

Услуги
специализированной
организации

Оформление
банковских
гарантий

Оспаривание
решений ФАС
о внесении
в «черный список
поставщиков»

Юридическое
сопровождение
заключения
и исполнения
государственного
контракта

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)

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

Второй век ВСТО
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Цены на газ
Южный поток
Дочли руки до Арктики
Северный поток достроили

КОС модернизировал производство полиэтилена

Казаньоргсинтез (КОС, входит в СИБУР) завершил масштабный инвестпроект по модернизации производства полиэтилена. В частности, реконструирована одна из трех линий по производству ПВП (реактор В), проектная мощность линии выросла со 100 до 220 тыс. т в год, инвестиции в проект составили 8,3 млрд руб. Проект был начат в 2019 г., когда по лицензии Univation Technologies (США) было законтрактовано оборудование из Европы и Японии, но после февраля 2022 г. лицензиар и вендоры вышли из проекта, их заменили китайские производители, лицензиаром стал КОС, генпроектировщиком выступил казанский институт Союзхимпромпроект. Реакторы производства этилена А и С были реконструированы в 2004–2006 гг. В результате суммарная проектная мощность выросла на 22,2% и составила 660 тыс. т полиэтилена в год.

Первый экспортный

В порту Усть-Луга Ленинградской области введена в эксплуатацию первая очередь специализированного терминала

Equinor UK Ltd и Shell UK Limited объединят нефтегазовые активы, расположенные в британском секторе Северного моря. СП необходимо для поддержания внутренней добычи нефти и природного газа. Добыча в Северном море сократилась до 1,2 млн бнэ в сутки. Ожидается, что в 2025 г. объем добычи СП составит 140 тыс. бнэ в сутки

Газпром направил в Италию партию СПГ с комплекса по сжижению природного газа Портовая. Танкер-газовоз Cool Rover пришвартовался в итальянском порту Ливорно, около FSRU Toscana. Это первая прямая поставка СПГ из России в Италию

Порт Фавор по перевалке аммиака. Терминал позволяет принимать грузы аммиака, доставляемого в автоцистернах, и переваливать его на суда для дальнейшей отправки на экспорт. Технология перевалки – это полностью закрытая линия. Проект реализуется в рамках меморандума между ЕвроХимом, Минпромторгом РФ и Леноблстью. Документ предусматривал создание логистического хаба по перевалке сухих минеральных удобрений в морском порту Усть-Луга, но после 2022 г. в проект были добавлены наливные мощности для аммиака, а мощности по отгрузке сухих удобрений – удвоены. Терминал сможет обрабатывать 2,6 тыс. т аммиака в сутки. С мая 2025 г. планируется начать прием грузов железнодорожным транспортом, что позволит увеличить мощность в 1,5 раза. В 2025 г. планируется обеспечить экспорт 1 млн т аммиака, в 2026 г. –

1,5 млн т. Кроме того, ведется проектирование аммиакопровода из Кингисеппского района.

НДПИ обнулили

С 1 января 2028 г. обнуляется налог на добычу полезных ископаемых – природного газа и газового конденсата из залежей ачимовских и юрских отложений на полуострове Ямал. Ранее сообщалось, что нулевая ставка НДПИ на ТриЗы ямальского природного газа и газового конденсата будет введена при условии их использования исключительно для производства СПГ. Принятие закона предполагает, что налог обнулится с 2028 г. и до момента накопления объема в 130 млрд м³ газа и 15 млн т конденсата по всем участкам недр, но не позднее конца 2037 г. В настоящее время на Ямале работает единственный завод по сжижению природного газа – «Ямал СПГ». Предприятие принадлежит компании НОВАТЭК, которая активно добывает газ из юрских отложений Южно-Тамбейского месторождения. Также с 2025 до 2029 гг. отменяется налоговый вычет по НДПИ для газоконденсата, который используется в переработке с получением ШФЛУ, налоговая ставка на прибыль для месторождения им. В. Филановского увеличивается с 34 до 40% с 1 января 2025 г. сроком на 5 лет.

Первый центр пилотирования технологий

На базе тобольского кластера производств СИБУРа открыт первый в России и не имеющий аналогов в мире Центр пилотирования технологий. Центр должен стать важным звеном в процессе масштабирования новых продуктов от лабораторного этапа до промышленного производства. Его запуск позволит до десяти раз ускорить разработку собственных катализаторов и новых марок базовых полимеров. Инфраструктура сочетает 12 технологий получения полипропилена и полиэтилена, что охватывает 90% технологий, представленных в России. До сих пор после испытания в лабораториях все разработки поступали сразу на промышленные мощности, тестирование приводило к учащению перенастройки режимов и производственных переходов. Запуск multifunctionального центра позволяет переключить на него все циклы испытаний. Он будет масштабировать катализаторы, создавать новые продукты и технологии производства базовых полимеров и готовые технологические и инженерные решения. Проектная мощность – до 300 т в год, возможность

Обязательная маркировка моторных масел начнется с 1 сентября 2025 г. Правительство РФ утвердило сроки введения обязательной маркировки в системе «Честный знак» в отношении ряда новых товаров, включая смазочные материалы и специальные автомобильные жидкости, в т.ч. моторные масла

Британская BP plc и инвестиционная компания XRG (подразделение ADNOC) завершили создание совместного предприятия Arcius Energy, которое будет заниматься разработкой газовых активов в Египте. BP принадлежит 51% акций, XRG – 49%. Компания сосредоточится на добыче природного газа для удовлетворения растущего регионального спроса

ежегодно испытывать не менее 5 катализаторов и тестировать запуск 10 новых марок полимеров.

Крупнейшее месторождение Колумбии

PIB-COL (дочка Petrobras) и колумбийская Escopetrol SA подтвердили открытие крупнейшего в истории Колумбии месторождения природного газа – Sirius-2. В августе 2022 г. Petrobras обнаружила газовую залежь на морском блоке Taugona в Guajira Offshore Basin, в 32 км от побережья, глубина воды на участке недр составляет 830 м. Результаты бурения скважины Sirius-2 подтвердили наличие 17 млрд м³ природного газа – этого достаточно, чтобы потенциально удвоить существующие запасы страны. Консорциум, куда входит PIB-COL, приступит к сбору дополнительной информации для

подтверждения коммерческой целесообразности разработки месторождения. В частности, планируется пробурить 4 эксплуатационные скважины, которые будут обеспечивать добычу в объеме 13 млн м³ в сутки на протяжении 10 лет.

Геомагнитная обсерватория

За полтора года совместной работы Газпром и Российская академия наук создали геомагнитную обсерваторию. Функция этого научного учреждения заключается в бесперебойном регистрировании и измерении магнитного поля Земли. Возможность следить за этим показателем, а также за вращением Земли создает наводки для процессов бурения. Полученные с ее помощью данные будут использоваться в промышленном процессе, таким образом будут заменены услуги, ранее предоставляемые зарубежной компанией с Аляски. Новое учреждение располагается на полуострове Ямал и уже успешно работает. Газпром намерен создавать инновации, направленные на изменение географии добычной базы, ее геологического строения и многокомпонентности. ●

До **1708**

единиц сократилось количество нефтегазовых буровых установок в мире в ноябре 2024 г.



Добычу угля в Кемеровской области сократили

На **8%**

в январе – ноябре 2024 г.

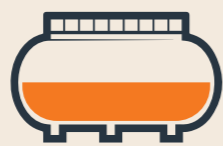
До **2,25**

млн барр./сутки снизился морской экспорт нефтепродуктов из России



На **78%**

заполнены ПХГ в ЕС



650 млрд руб.

составила инвестпрограмма Россетей в 2024 г.



На **45%**

вырос экспорт СУГ из России в страны Азии за 9 месяцев 2024 г.



На **16%**

выросли продажи топлива на СПбМТСБ в 2024 г.



На **8%**, до **4,016**

млн тонн,

увеличила импорт СПГ Южная Корея в ноябре 2024 г.



На **12,2%**

Китай увеличил объем импорта нефти в ноябре 2024 г. по сравнению с октябрём



На **11%**,

до **28,9** млрд м³,

выросли поставки российского трубопроводного газа в Европу по итогам 11 месяцев 2024 г.



На **31,9%**,

до **1,45** трлн руб.,

снизилась прибыль добывающих компаний ХМАО-Югры за год



В **1,5** раза

снизились нефтегазовые доходы бюджета РФ в ноябре 2024 г. к октябрю



82,5 млн долл.

инвестировано в геологоразведку Казахстана в 2024 г.



134 тыс. т

груза доставлено в летнюю навигацию на Новопортовское месторождение



25,6

тыс. т грузов перевезли субсидируемыми рейсами по Севморпути в 2024 г.



1391407

барр./сутки составил объем добычи нефти и конденсата в Ливии, газа – **194 914** бнз/сутки



На **22%**

снизили добычу нефти независимые нефтяные компании с 2022 г.



10 млрд м³

природного газа добыли на Киринском месторождении



На **5%**

снизила добычу нефти Русснефть в 2024 г.



920 млн т

составит мировой спрос на СПГ к 2040 г.



РАЗВИТИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА

ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПРОЦЕССА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

НАДЕЖНОСТЬ И РАБОТОСПОСОБНОСТЬ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ЯВЛЯЕТСЯ ЗАЛОГОМ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ ВСЕЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: С ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ НАЧИНАЕТСЯ ЕДИНАЯ СИСТЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ. ОДИН ИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПХГ – МАКСИМАЛЬНАЯ СУТОЧНАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ, КОТОРАЯ НАПРЯМУЮ ЗАВИСИТ ОТ СОСТОЯНИЯ ФОНДА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН. ВАЖНУЮ РОЛЬ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ИГРАЕТ ПОДДЕРЖАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ФОНДА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ПУТЕМ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕКУЩИХ И КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ. ВМЕСТЕ С ТЕМ ПРОЦЕСС КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН (КРС) СВЯЗАН С ВОЗРАСТАЮЩИМИ, ОТНОСИТЕЛЬНО ПОВСЕДНЕВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕШТАТНЫХ И АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ. В СТАТЬЕ ОПИСАНА РОЛЬ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА В СОКРАЩЕНИИ ВРЕМЕНИ РЕАГИРОВАНИЯ НА НЕШТАТНЫЕ И АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ, А ТАКЖЕ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ СПЕЦИАЛЬНОЙ ТЕХНИКИ, СРЕДСТВ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ, ПОКРЫТИЯ МОБИЛЬНОЙ СЕТИ – ЗАДЕЛ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА, ОБЛАДАЮЩИХ ВОЗМОЖНОСТЬЮ УДАЛЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕАГИРОВАНИЕМ НА НЕШТАТНЫЕ СИТУАЦИИ

THE RELIABILITY AND OPERABILITY OF A GAS WELL IS THE KEY TO HIGHLY EFFICIENT OPERATION OF THE ENTIRE GAS INDUSTRY: A UNIFIED RUSSIAN GAS SUPPLY SYSTEM BEGINS WITH A GAS WELL. ONE OF THE MAIN INDICATORS OF THE EFFICIENCY OF THE UGS OPERATION IS THE MAXIMUM DAILY PRODUCTIVITY, WHICH DIRECTLY DEPENDS ON THE STATE OF THE PRODUCTION WELLS FUND. AN IMPORTANT ROLE IN ENSURING PRODUCTIVITY IS PLAYED BY MAINTAINING THE OPTIMAL CONDITION OF THE FUND OF PRODUCTION WELLS OF UGS THROUGH ONGOING AND MAJOR REPAIRS. AT THE SAME TIME, THE PROCESS OF WELL OVERHAUL IS ASSOCIATED WITH INCREASING RISKS OF ABNORMAL AND EMERGENCY SITUATIONS IN RELATION TO DAILY OPERATION. THE ARTICLE DESCRIBES THE ROLE OF ADVANCED MONITORING SYSTEMS, BOTH IN REDUCING THE RESPONSE TIME TO EMERGENCY AND EMERGENCY SITUATIONS, AS WELL AS PREDICTING THEIR OCCURRENCE. THE CURRENT STATE OF SPECIAL EQUIPMENT, DISPATCHING FACILITIES, AND MOBILE NETWORK COVERAGE IS A FOUNDATION FOR FURTHER DEVELOPMENT AND APPLICATION OF MONITORING SYSTEMS WITH THE ABILITY TO REMOTELY CONTROL THE RESPONSE TO EMERGENCY SITUATIONS

Ключевые слова: капитальный ремонт скважин, мониторинг, реагирование, нештатная ситуация, надежность.

Захаров Денис Юрьевич
главный специалист
Управления геологии
ООО «Газпром ПХГ», к.т.н.

Климова Ирина Викторовна
доцент Высшей школы
техносферной безопасности
Санкт-Петербургского
политехнического университета
Петра Великого, к.т.н.

Пискунов Александр Валентинович
заместитель начальника отдела
Управления геологии
ООО «Газпром ПХГ»

Позднухов Сергей Владимирович
заместитель начальника
Управления геологии
ООО «Газпром ПХГ»

Организация, которая эксплуатирует скважину, должна обеспечить работу систем оповещения и видеонаблюдения, связи и поддержки в случае нештатных и аварийных ситуаций.

Совершенствование систем мониторинга работ повышенной опасности при капитальном ремонте газовых скважин представляет собой перспективное направление, способное значительно улучшить процессы контроля и анализа в ходе выполнения работ, а также систему реагирования на нештатные ситуации в целом. Использование современных технологий мониторинга и анализа данных позволяет повысить эффективность и качество работ, минимизировать риски.

Средства обеспечения мониторинга, как и сам процесс, можно разбить на две группы: текущий и прогнозный.

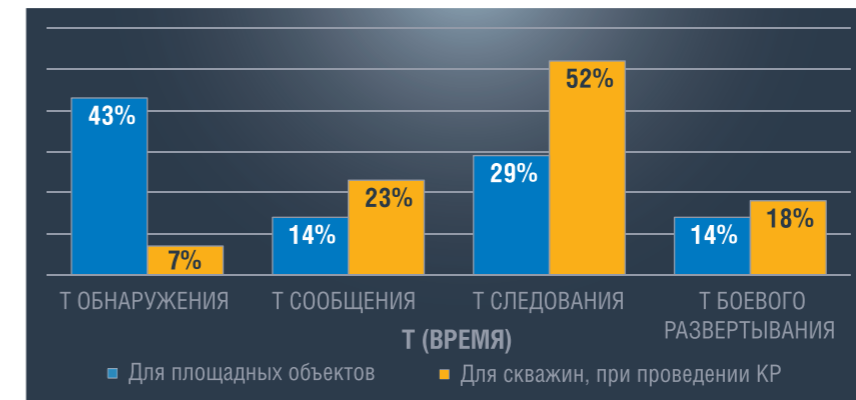
Развитие процессов текущего мониторинга связано с развитием систем видеонаблюдения, их новых видов и стандартов связи. Развитие технологий и систем связи оказывает большое влияние на все сферы жизни, это касается и обеспечения безопасности опасных производственных объектов.

Данное направление обуславливает появление современных государственных и корпоративных требований к системам наблюдения и видеофиксации при работе на опасных производственных объектах.

Прогнозный мониторинг характеризуется системами анализа данных о человеко-машинной системе в производственном процессе, способными на основе актуальных данных строить прогнозы и предупреждать о возможных негативных событиях и предпосылках к их возникновению.

УДК 005.321:519.248

РИСУНОК 1. Распределение этапов работы в общем времени реагирования



Текущий мониторинг

Основная проблематика систем текущего мониторинга КРС, в частности их составляющего элемента – системы реагирования на нештатные и аварийные ситуации, заключается в том, что, несмотря на наличие множества технических средств, они не были объединены в единую технологическую сеть.

При этом нет четких требований к исполнению и характеристикам этих систем:

- качеству передачи изображения;
- скорости передачи данных;
- информационной безопасности систем передачи данных;
- местам установки дополнительных камер;
- средствам и видам связи.

Чтобы оценить эффективность систем текущего мониторинга, необходимо оценить время, в течение которого аварийная ситуация может развиваться без вмешательства.

Время «свободного развития» включает время обнаружения (≈ 43% для площадных объектов), время сообщения (≈ 14%), время следования (≈ 29%), время боевого развертывания (≈ 14%).

Вместе с тем для процесса реагирования на скважинах, как удаленных объектах, методом экспертных оценок были получены следующие значения (рис. 1).

Как видно из представленных (рис. 1) данных, при КРС на 7% увеличивается время сообщения, что обусловлено отсутствием стационарных систем связи и сложностями с покрытием мобильной сети. Также на 23%

увеличивается время следования, что обусловлено удаленностью скважин, и на 4% – время боевого развертывания в виду отсутствия стационарных систем пожаротушения.

В таких условиях необходимость постоянного мониторинга и диспетчеризации процессов капитального ремонта приобретает приоритетный характер, а из-за сложностей с определением места дислокации привлекаемых сил и средств, проблем с боевым развертыванием на удаленной локации и ненадежных технологий связи развитие систем мониторинга, в частности с обратной связью, является критически важной задачей в повышении безопасности процесса КРС.

Все установки для капитального ремонта скважин ООО «Газпром ПХГ» оснащены системами контроля параметров,

видеонаблюдения и архивации данных в соответствии с законодательством [1]. Установлены не менее двух видеочкамер для фиксации работ на устье скважины и общего плана производства работ.

В Саратовском управлении аварийно-восстановительных работ и капитального ремонта скважин внедрено решение, при котором диспетчерская служба в режиме реального времени получает видеосигнал и данные о работе установок и бригад.

Авторы провели исследования эффективности действий при нештатных и аварийных ситуациях на площадных опасных производственных объектах. Эти исследования показали, что коллективные решения с выделением роли лидера на 12% эффективнее одиночных (возрастание показателя правильности выполнения в единицу времени – ППВ (τ) (рис. 2, 3) [2].

Проведены аналогичные исследования на скважинах ООО «Газпром ПХГ». Предварительные результаты показывают эффективность более 80%. Эти результаты также указывают на необходимость развития современных технологий и средств связи для обеспечения безопасности.

Для реагирования на нештатные и аварийные ситуации необходимо разрабатывать и внедрять новые комплексные системы мониторинга.

РИСУНОК 2. Сравнительная диаграмма среднего индивидуального ППВ по группе и ППВ при работе управленческого персонала с выделением роли лидера



Они должны обеспечивать не только трансляцию и архивацию данных, но и видео-конференц-связь с возможностью выдачи команд на удаленный объект, оповещения и координации всех задействованных сил и средств. Важно предусмотреть возможность не только стационарного диспетчерского контроля, но и удаленного мониторинга. Также необходимо реализовать систему принятия коллективных решений с выделением роли лидера посредством программных средств.

Существенным стимулом для развития таких систем может стать совершенствование законодательства в части требований по использованию систем видеомониторинга для реагирования на нештатные и аварийные ситуации. Важно закрепить эти законодательные нормы не просто декларативно, а максимально конкретно описать технические требования и возможности их реализации эксплуатирующими организациями.

Прогнозный мониторинг

Системы прогнозного мониторинга включают в себя методические и программные средства по накоплению и анализу данных о состоянии человеко-машинных систем.

Системы прогнозного мониторинга человеко-машинных систем логически можно разбить на два подвида: осуществляющие прогноз на основе мониторинга актуального состояния человека и осуществляющие прогноз на основе мониторинга актуального состояния технической системы.

РИСУНОК 4. Пример 3D-модели для рабочего персонала бригад КРС ООО «Газпром ПХГ» по параметру актуального функционального состояния «Физическое утомление»

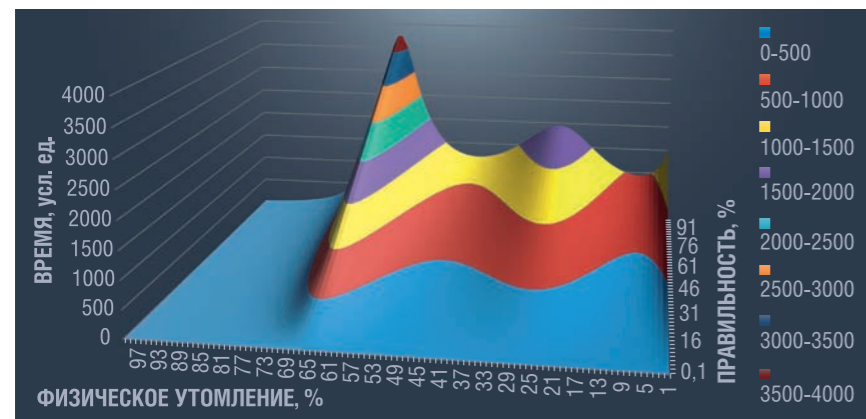


РИСУНОК 3. Сравнительная диаграмма среднего индивидуального ППВ по группе и ППВ при работе бригад КРС с выделением роли лидера



Системы мониторинга человека в человеко-машинной системе можно охарактеризовать применением методики определения влияния актуального функционального состояния человека на принятие решений в аварийных ситуациях. На основе валидизированных тестов выявляется актуальное функциональное состояние человека, после чего ему предлагается выполнить задание по реагированию. Оценивается время реагирования и правильность выполнения задания, результаты сравниваются со среднестатистической моделью, построенной по данному объекту. По итогам сравнения можно прогнозировать, насколько грамотно и быстро персонал отреагирует на аварийную ситуацию в текущем функциональном состоянии.

На рис. 4 приведен пример модели, построенной по результатам исследования бригад КРС ООО «Газпром ПХГ». Следует пояснить, что значения свыше 75%

физического утомления на сегодняшний день мало изучены ввиду редкости крайних состояний у персонала, поэтому пока их можно считать нерелевантными.

На практике, например, использование методики позволяет оценить эффективность применения новой отечественной техники для капитального ремонта скважин (рис. 5, 6). Исследования показали, что как улучшение функционального состояния персонала при работе на новом оборудовании, так и при приведенных показателях функционального состояния имеет место повышение надежности человека в человеко-машинной системе.

В качестве примера системы прогнозного мониторинга скважинного фонда можно привести систему контроля целостности скважин и программный комплекс «Барьер» ООО «Сахалинская энергия» [3]. Система обеспечивает планирование и выполнение ТО, контролирует состояние скважин, осуществляет мониторинг давлений в затрубных и межколонных пространствах, а также информирует о любых отклонениях от заданных безопасных параметров с возможностью уведомления координаторов по целостности и других ответственных лиц.

Выводы

Синергетический эффект применения систем мониторинга достигается путем использования систем текущего мониторинга, включающего видеонаблюдение, телеметрию и мобильную связь,

РИСУНОК 5. Колтубинговая установка отечественного производства



РИСУНОК 6. Подъемный агрегат (80 т) отечественного производства



обеспечивающие удаленное управление процессами локализации и ликвидации, с системами прогнозного мониторинга, способными на основе заложенных моделей и баз знаний давать прогнозы по отказам, возникновению и эскалации нештатных ситуаций, как на основе актуальных данных о технической системе, так и о работающем с ней персонале.

Значительный импульс применению данных систем дает развитие законодательной и нормативной базы. Особую роль здесь, наравне с обязывающими положениями, должны играть положения, гармонизирующие законодательство с точки зрения прав работников и работодателей.

Средства текущего и прогнозного мониторинга технических систем, в том числе отечественные, сделали большой шаг в своем развитии, расширение их применения является актуальной задачей. Системы прогнозного мониторинга на основе актуальных данных о персонале требуют приложения усилий для их дальнейшего развития, наполнения моделей, создания программного обеспечения, с целью необходимого перехода от компетентностного подхода оценки персонала к проактивно-креативной модели, основанной на оценке способности человека применять компетенции и навыки в актуальном функциональном состоянии. ●

Литература

- Захарова Ю.И., Захаров Д.Ю., Пискунов А.В. Правовые вопросы применения систем видеонаблюдения на опасных производственных объектах в аспекте обработки персональных данных // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 4 (40). – С. 86–91. – EDN NRPZUZ.
- Захаров Д.Ю., Пискунов А.В., Токарева С.А., Климова И.В. Повышение эффективности реагирования на газонефтеводопроявления и открытие фонтаны путем создания системы видеонаблюдения за процессом капитального ремонта газовых скважин // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2023. – № 2. – С. 36–49. – DOI 10.17122/ogbus-2023-2-36-49. – EDN MLQCZR.
- Дашков Р.Ю., Олейников А.А., Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г., Окишев Р.Н., Моисеенков А.В., Антоненко Э.А., Хабаров А.В., Дудочкин А.В., Меньшиков С.Н., Чужмарев С.С. Управление целостностью скважин на проекте «Сахалин-2» // Газовая промышленность. – 2024. – № S2 (866). – С. 118–123. – EDN QHPRM.

KEYWORDS: well overhaul, monitoring, response, emergency situation, reliability.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ АКУСТИЧЕСКОЙ СТИМУЛЯЦИИ СКВАЖИН для увеличения проницаемости горной породы

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МЕТОДА АКУСТИЧЕСКОЙ СТИМУЛЯЦИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД И УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОКАЗАЛО, ЧТО УПРУГИЕ КОЛЕБАНИЯ СНИЖАЮТ ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ И УВЕЛИЧИВАЮТ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПОРОДЫ, ЧТО СПОСОБСТВУЕТ БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ДОБЫЧЕ. РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДТВЕРЖДАЮТ ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ, ОСОБЕННО НА ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

THIS PAPER PRESENTS A MATHEMATICAL MODEL OF THE ACOUSTIC STIMULATION METHOD FOR INCREASING ROCK PERMEABILITY AND ENHANCING OIL RECOVERY AT LATE STAGES OF FIELD DEVELOPMENT. THE MODELING SHOWED THAT ELASTIC VIBRATIONS REDUCE OIL VISCOSITY AND INCREASE ROCK PERMEABILITY, WHICH CONTRIBUTES TO MORE EFFICIENT PRODUCTION. THE RESULTS CONFIRM THE POTENTIAL OF WAVE ACTION FOR OPTIMIZING OIL PRODUCTION PROCESSES, ESPECIALLY IN DEPLETED AND HARD-TO-RECOVER FIELDS

Ключевые слова: акустическая стимуляция, математическая модель, проницаемость горных пород, нефтеотдача, волновые технологии.

**Алфаяд
Ассим Гани Хашим**

аспирант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов

**Кемалов
Руслан Алимович**

доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов, к.т.н.

**Кемалов
Алим Фейзрахманович**

заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов, профессор, д.т.н.

Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Согласно прогнозам, глобальный спрос на энергию продолжит расти из-за увеличения численности населения и активного экономического роста развивающихся стран. Несмотря на развитие возобновляемых источников энергии, к 2040 году потребление энергии возрастет на 48%, что диктует необходимость в оптимизации использования существующих нефтяных ресурсов [1]. В контексте нефтедобычи важным остается баланс между удовлетворением спроса и снижением экологического воздействия, включая уменьшение выбросов парниковых газов. Одним из решений является внедрение технологий повышения нефтеотдачи (МУН), направленных на извлечение нефти из зрелых и истощенных месторождений, что особенно актуально, учитывая низкий уровень добычи нефти из традиционных коллекторов [2].

МУН и технологии улавливания углерода приобретают все большую значимость в условиях ограниченности запасов нефти и сложностей в освоении новых месторождений. На практике при первичной добыче удается извлечь лишь 30–50% начальных запасов нефти из-за капиллярных эффектов и неоднородности коллекторов [3]. Это подчеркивает важность применения инновационных методов МУН, которые могут повысить коэффициент извлечения нефти. Среди таких методов значительную роль играют технологии с использованием упругих волн, которые показывают перспективные результаты в восстановлении добычи на зрелых и истощенных месторождениях. Например, применение вибросейсмических методов в ряде полевых исследований увеличивало дебит скважин на 10–65% [4].

Одним из эффективных подходов является воздействие низкочастотных акустических волн, которые могут изменять структуру коллоидных отложений и увеличивать проницаемость порового пространства [5]. Эти волны способствуют улучшению фильтрационных свойств нефтяных пластов, снижению вязкости нефти и удалению блокировок в пористых средах. Примеры таких процессов включают поперечные колебания порового давления между зонами разной проницаемости и периодические градиенты давления в трещиноватых коллекторах, что положительно влияет на мобилизацию захваченных нефтяных капель и увеличение темпов добычи [6].

Настоящее исследование направлено на разработку математической модели метода акустической стимуляции скважин для увеличения проницаемости горной породы. Модель, основанная на уравнении Гельмгольца с импедансными граничными условиями и точными неотражающими границами на основе карт Дирихле-Неймана (DtN), позволяет учитывать взаимодействие упругих волн с пористой средой в условиях цилиндрических волноводов, характерных для перфораций скважин. Применяя численное сканирование частот, можно определить оптимальные параметры резонансного воздействия, что позволяет повысить коэффициент извлечения нефти из гетерогенных и трещиноватых коллекторов.

Исследования показали, что акустическое воздействие может временно увеличивать проницаемость пористой среды и способствовать разрушению коллоидных структур, повышая эффективность МУН на зрелых и новых месторождениях [7–10].

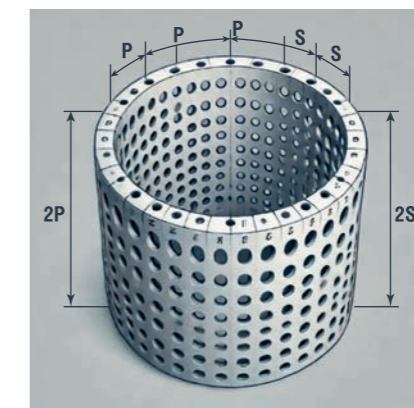
Математическая модель Геометрия

Перфорированная скважина создается в два этапа: бурение и заканчивание. Бурение включает установку обсадной колонны, стабилизирующей конструкцию скважины за счет металлических труб, прикрепленных к стенкам цемента. На этапе заканчивания

обсадная колонна подвергается обстрелу взрывчаткой в зоне нефтеносного пласта, создавая небольшие отверстия – перфорации, через которые нефть может поступать в скважину [9–15].

После выполнения этих операций можно выделить две зоны скважины: перфорированную область Ω_p и цилиндрическую область, состоящую из двух полубесконечных цилиндров сверху (Ω_+) и снизу (Ω_-) от перфорированной области. Модель скважины в исследовании представлена локально возмущенным цилиндром, объединяющим области $\Omega_w = \Omega_p \cup \Omega_+ \cup \Omega_-$, а границы между перфорированной и цилиндрическими областями обозначаются Γ_+ и Γ_- . Преобразователь (акустический источник) занимает ограниченную область $\Omega_s \subset \Omega_p$ с границей $\partial\Omega_s = \Gamma_s$. На рисунке 1 показаны все соответствующие области, рассматриваемые в математической модели.

РИСУНОК 1. Геометрическое описание перфорированной скважины и преобразователя



Акустические волны

Преобразователь моделируется как гармонически колеблющаяся поверхность Γ_s , работающая на частоте $f = \omega/2\pi$, где $\omega > 0$ – угловая частота в радианах. В результате воздействия источника устанавливаются гармонические по времени режимы для давления p , плотности ρ и скорости v , которые записываются как $P(x, t) = \text{Re} \{ p(x)e^{-i\omega t} \}$, $\rho(x, t) = \text{Re} \{ \rho(x)e^{-i\omega t} \}$ и $V(x, t) = \text{Re} \{ v(x)e^{-i\omega t} \}$, где $t > 0$ обозначает переменную времени,

а p , ρ и v обозначают амплитуды давления, плотности и скорости соответственно, которые зависят только от положения x . Линеаризованные уравнения состояния и сохранения массы и импульса в этом случае имеют вид [9, 17]:

$$p = c\rho, \quad (1a)$$

$$-\frac{i\omega}{c}p + \rho_0 \text{div } v = 0, \quad (1b)$$

$$-i\omega v + \frac{1}{\rho_0} \nabla p = 0, \quad (1c)$$

где c – скорость звука, ρ_0 – равновесная плотность жидкости. Комбинируя уравнения, можно получить уравнение Гельмгольца, описывающее давление в области $\Omega \sim \Omega_w \cup \Omega_s$:

$$\Delta p + k^2 p = 0, \quad (2)$$

где $k = \omega/c$ – волновое число. Диссипацию можно учесть через комплексное волновое число, однако в данном исследовании используются только реальные волновые числа.

Граничные условия

Граничные условия для поверхности скважины и преобразователя определяются как:

$$\frac{\partial p}{\partial n} - \frac{ik}{\zeta} p = g, \quad (3)$$

где $\zeta \in C$ – безразмерный поверхностный импеданс, а g – возбуждение на Γ_s . На границе Γ_w нормальная составляющая градиента давления пропорциональна полю давления p , а ζ зависит от механических свойств контактирующих материалов.

Импеданс стенки Z , определяемый как отношение амплитуды давления к нормальной скорости на границе перфораций, описывается выражением:

$$Z = \frac{p}{v \cdot n} = \left(\frac{\kappa \sqrt{i\omega m} H_1^{(1)}(\sqrt{i\omega m} r_0)}{\eta H_0^{(1)}(\sqrt{i\omega m} r_0)} \right)^{-1}, \quad (4)$$

где $H_0^{(1)}$ и $H_1^{(1)}$ – функции Ханкеля первого рода, r_0 – радиус перфорации, κ – проницаемость, η – вязкость жидкости, $m = \varphi\eta(\kappa V)$, φ – пористость, V – модуль объемного сжатия. Данное выражение справедливо, если r_0 меньше длины волны $\lambda = 2\pi/k$.

Краевая задача

Поле давления $p: \Omega \sim \rightarrow C$, возбуждаемое преобразователем, удовлетворяет следующим условиям:

$$\Delta p + k^2 p = 0 \text{ in } \tilde{\Omega}, \quad (5a)$$

$$\frac{\partial p}{\partial n} - \frac{ik}{\zeta} p = 0 \text{ on } \Gamma_w, \quad (5b)$$

$$\frac{\partial p}{\partial n} = g \text{ on } \Gamma_s, \quad (5c)$$

где ζ определяется по формуле (6) на границе перфораций и считается бесконечным на Γ_w . Задача учитывает особое условие излучения, адаптированное для цилиндрических областей Ω_+ и Ω_- .

Метод конечных элементов Дирихле-Неймана (DtN-FE)

Карта DtN

Метод DtN-FE используется для численного решения уравнений, описанных в краевой задаче (9), поскольку стандартные методы конечных элементов (FE) неприменимы напрямую из-за неограниченности области Ω . В основе метода лежат операторы DtN T_{\pm} , которые отображают граничные значения $p|_{\Gamma_{\pm}}$ на Γ_{\pm} в соответствующие нормальные производные $\partial p / \partial n|_{\Gamma_{\pm}}$ на Γ_{\pm} [11, 12, 19]. Эти операторы обеспечивают точные неотражающие граничные условия на Γ_{\pm} , позволяя задать задачу в ограниченной области $\Omega = \Omega \setminus (\Omega_+ \cup \Omega_-)$, что делает ее подходящей для решения методами конечных элементов.

Чтобы выразить операторы DtN, вводится цилиндрическая система координат (r, θ, z) с $r \geq 0, 0 \leq \theta \leq 2\pi$ и $z \in \mathbb{R}$, и верхняя и нижняя цилиндрические области задаются как $\Omega_{\pm} = \{r < R, \pm z > H\} \subset \mathbb{R}^3$, где $H > 0$ обозначают высоту усечения и радиус соответственно. Применение метода разделения переменных к уравнению Гельмгольца в Ω_{\pm} с граничным условием Неймана на $\{r=R\}$ приводит к следующему серийному представлению для поля давления [13]:

$$p(r, \theta, z) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} p_{n,m}^{\pm} v_{n,m}(r, \theta) e^{\pm i(z \mp H) \sqrt{k^2 - \lambda_{n,m}^2}} \quad (6)$$

in Ω_{\pm} ,

где собственные функции и значения определяются с помощью функции Бесселя первого рода J_n и нулей ее производной $J'_{n,m}$, а нормированные функции $v_{n,m}$ задаются через [19]:

$$v_{n,m}(r, \theta) = c_{n,m} J_n(\lambda_{n,m} r) e^{in\theta}$$

and $\lambda_{n,m} = \frac{J'_{n,m}}{R}$

ТАБЛИЦА 1. Физические константы для сырой нефти и песчаника

Параметр	Значение
Скорость звука в нефти (c)	1524 м/с
Плотность нефти (ρ_0)	1100 кг/м ³
Сдвиговая вязкость нефти (η)	1,2 Па·с
Объемный модуль нефти (B)	3000 МПа
Проницаемость горных пород (κ)	3×10^{-13} м ²
Пористость горных пород (ϕ)	0,21

ТАБЛИЦА 2. Геометрические параметры конфигураций скважин

Параметр	Значение
Радиус скважины (R)	0,111 м
Высота перфорированного домена (2H)	1,800 м
Длина преобразователя	1,410 м
Радиус преобразователя	0,054 м
Радиус перфорации (r_0)	0,020 м
Глубина перфорации	0,305 м
Расстояние перфорации (1-я скважина)	0,257 м
Угол фазировки (1-я скважина)	$\pi/2$ рад
Расстояние перфорации (2-я скважина)	0,200 м
Фазовый угол (2-я скважина)	$\pi/3$ рад
Расстояние перфорации (3-я скважина)	0,160 м
Фазовый угол (3-я скважина)	$\pi/6$ рад

Эквивалентная краевая задача

Используя непрерывность поля давления и его нормальную производную на Γ_{\pm} , формулируется эквивалентная краевая задача [7–12]:

$$\Delta p + k^2 p = 0 \text{ in } \Omega, \quad (7a)$$

$$\frac{\partial p}{\partial n} - \frac{ik}{\zeta} p = 0 \text{ on } \Gamma_p, \quad (7b)$$

$$\frac{\partial p}{\partial n} = g \text{ on } \Gamma_s, \quad (7c)$$

$$\frac{\partial p}{\partial n} = \mathcal{T}^{\pm} p \text{ on } \Gamma^{\pm}, \quad (7d)$$

где условия на Γ_{\pm} гарантируют непрерывность давления и скорости через искусственные границы.

Результаты и их обсуждение

Этот раздел содержит результаты численного моделирования метода акустической стимуляции скважин (АСС), проведенного с учетом физических и геометрических параметров среды,

указанных в таблицах. Данные моделирования были получены для оценки оптимальных условий передачи энергии и определения резонансных частот, на которых происходит максимальная стимуляция проницаемости породы.

Исходные физические и геометрические параметры

Численные значения физических констант для жидкости (сырой нефти) и пористого материала (песчаника), использованных в моделировании, приведены в таблице 1. Эти параметры были взяты из работ [9, 10].

Геометрические параметры скважин, включая размеры преобразователя и перфораций, были выбраны в соответствии с конструкциями, описанными в исследованиях [7, 11, 12], и представлены в таблице 2.

Эти параметры позволяют оценить передачу энергии через перфорационные отверстия и проверить эффективность резонансных режимов для различных частот возбуждения.

РИСУНОК 2. Объединенный коэффициент передачи энергии Q как функция частоты для трех симметричных конфигураций скважин

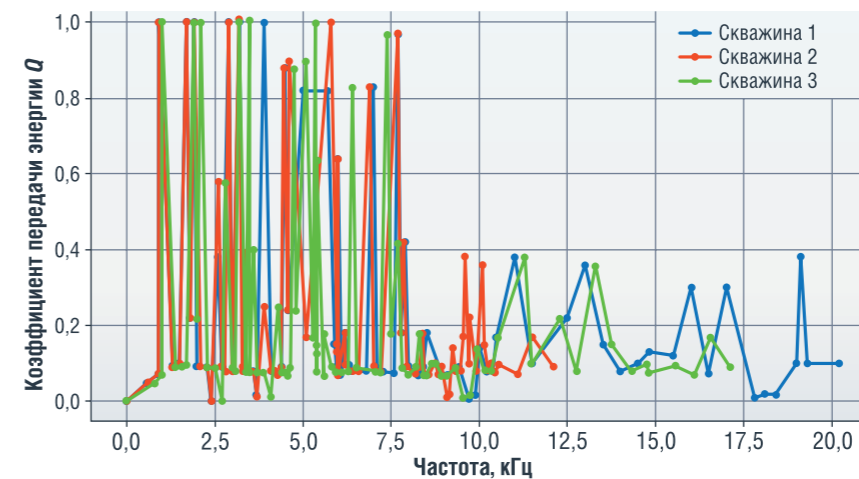
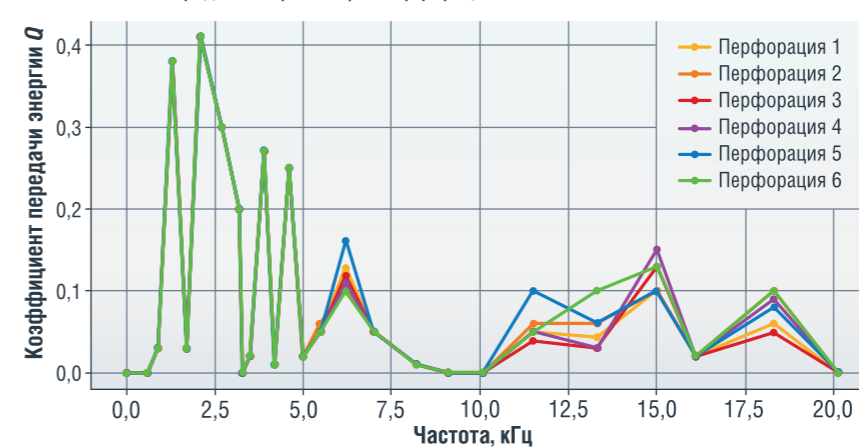


РИСУНОК 3. Передача энергии через перфорации в зависимости от частоты



Резонансные частоты и передача энергии

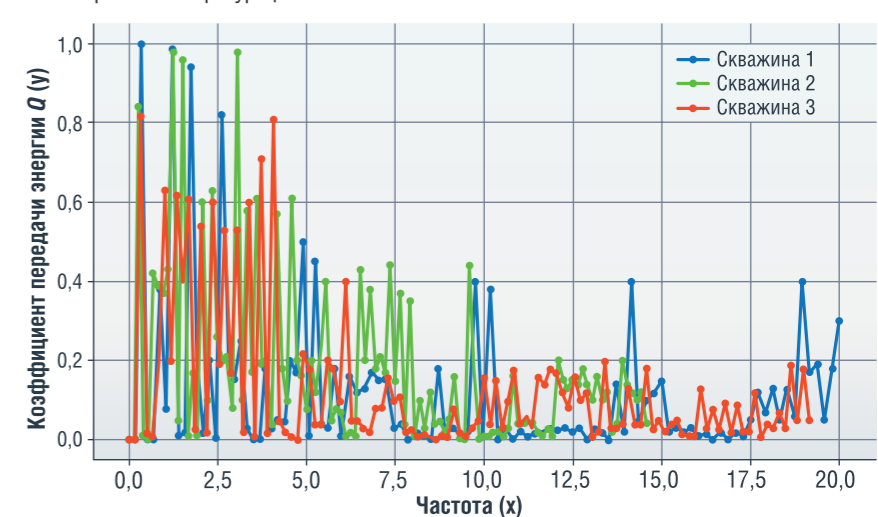
На основе параметров, представленных в таблицах, проводилось моделирование для трех конфигураций скважин, содержащих 6, 8 и 10 перфораций. Коэффициент передачи энергии Q рассчитывался для диапазона частот, и результаты представлены на рисунке 2.

Резкие пики значения Q наблюдаются на определенных частотах, таких как 0,895, 1,585, 2,79, 3,695 и 5,525 кГц, что указывает на наличие резонансных эффектов внутри перфораций. При этих частотах амплитуда поля давления внутри перфораций достигает высоких значений, как показано на рисунке 3, что способствует улучшению проницаемости породы вблизи перфораций.

Пики на графике показывают частоты, на которых передача энергии через перфорации

скважины достигает максимума. Это явление можно объяснить с помощью резонанса, при котором система (в данном случае перфорации) наиболее эффективно передает энергию на определенных частотах.

РИСУНОК 4. Сводный коэффициент передачи энергии Q как функция частоты для трех симметричных конфигураций скважин



Влияние случайных возмущений конфигурации скважин

Для оценки устойчивости резонансных частот к случайным возмущениям была проведена серия экспериментов с модифицированными параметрами скважин, такими как радиус и глубина перфораций, а также положение преобразователя. На рисунке 4 представлены результаты расчета Q для таких возмущенных конфигураций, где наблюдается снижение корреляции между пиками, что указывает на изменение резонансных частот при случайных возмущениях.

Отдельные значения коэффициентов передачи энергии Q_j для каждой перфорации в случайных конфигурациях представлены на рисунке 5. Эти результаты показывают, что, несмотря на изменения, локальные резонансные частоты все равно способствуют передаче энергии, хотя эффективность метода снижается по сравнению с симметричными конфигурациями.

На графике видно, что значения коэффициента передачи энергии значительно изменяются в зависимости от частоты для каждой перфорации. Это указывает на то, что каждая перфорация имеет свои оптимальные частоты, при которых передача энергии достигает локальных максимумов. Такие локальные максимумы отличаются для каждой перфорации, что отражает влияние геометрических факторов – например, вариации в радиусе и длине перфораций, а также в положении преобразователя.

РИСУНОК 5. Зависимость индивидуальных коэффициентов передачи энергии Q_i от частоты для скважины 1 с перфорациями 1–6

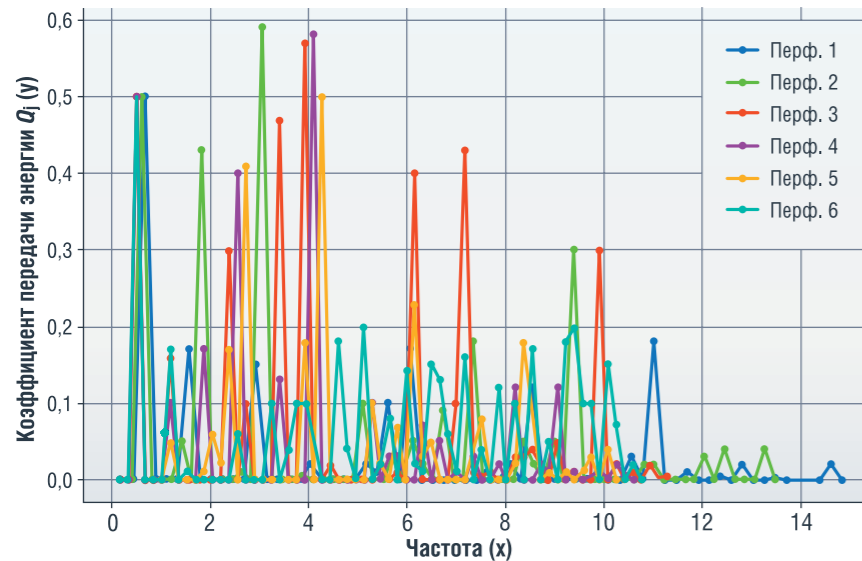


РИСУНОК 6. График зависимости коэффициента передачи энергии Q от частоты для различных значений проницаемости

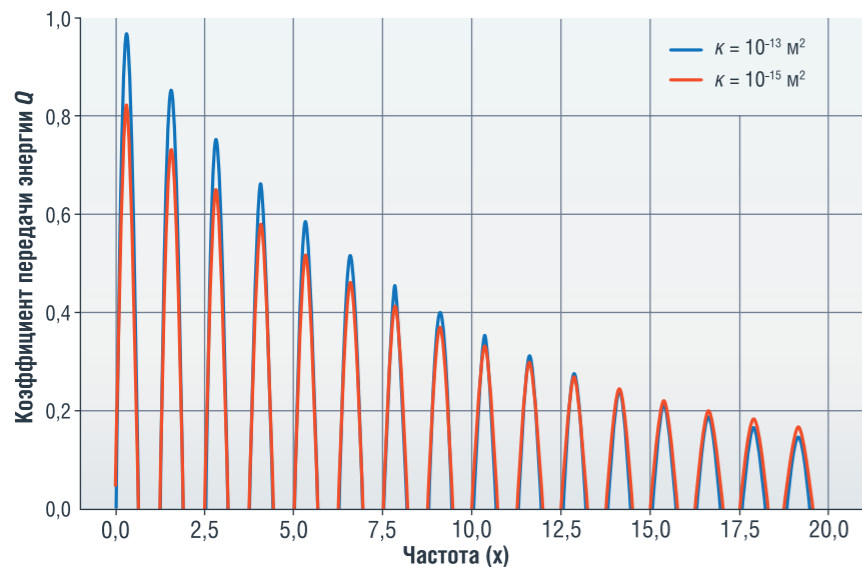
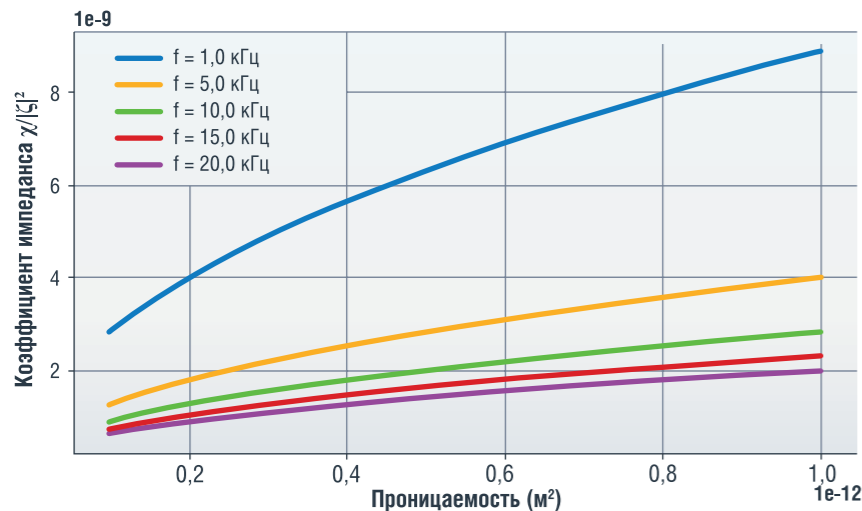


РИСУНОК 7. Зависимость коэффициента импеданса $\chi/|z|^2$ от проницаемости пласта κ при различных частотах (1, 5, 10, 15 и 20 кГц)



Эта изменчивость в пиковых значениях подтверждает, что различные параметры перфораций и случайные изменения их формы могут смещать частоты, на которых достигается максимальная передача энергии. Таким образом, оптимальные частоты для максимизации Q_i не являются одинаковыми для всех перфораций в пределах одной скважины, что усложняет задачу точного прогнозирования и требует индивидуальной настройки для каждой перфорации.

Изменение частоты влияет на Q таким образом, что для разных конфигураций перфораций пиковые значения появляются на различных частотах, что свидетельствует о необходимости учета уникальных геометрических параметров каждой перфорации при оптимизации передачи энергии.

Влияние проницаемости породы на передачу энергии

Дополнительно исследовалось влияние проницаемости породы (κ) на коэффициент передачи энергии. Моделирование проводилось для значений $\kappa = 1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ и $\kappa = 1 \times 10^{-13} \text{ м}^2$. Результаты представлены на рисунке 6, где видно, что при более высокой проницаемости ($\kappa = 1 \times 10^{-13} \text{ м}^2$) значение Q возрастает, что подтверждает улучшение передачи энергии при более проницаемой породе.

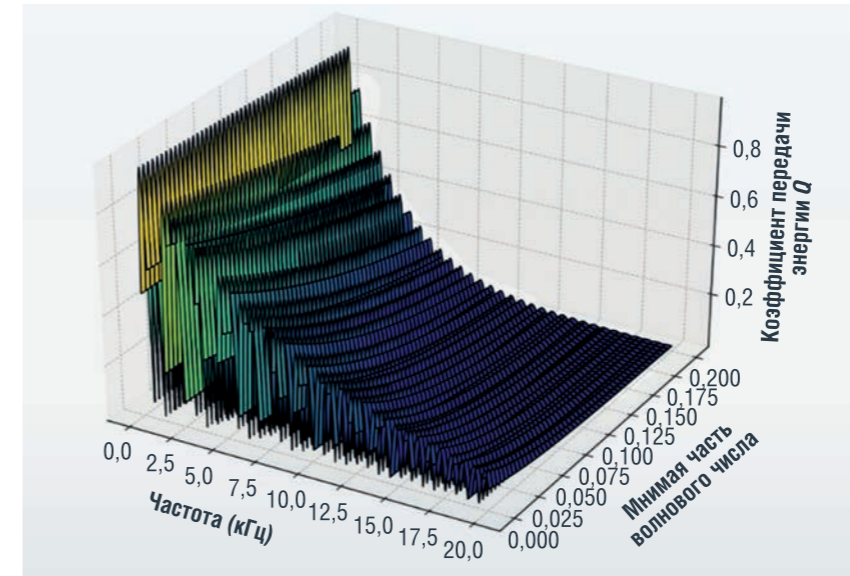
На рисунке 7 показана зависимость коэффициента импеданса $\chi/|z|^2$ от проницаемости для разных частот возбуждения. Эти графики подтверждают, что увеличение проницаемости приводит к росту значения $\chi/|z|^2$, что положительно сказывается на эффективности метода АСС.

Влияние затухания и комплексных волновых чисел

Для моделирования затухания энергии в буровом растворе был введен параметр комплексного волнового числа $k(x)$, который учитывает диссипацию энергии. Комплексные волновые числа с мнимой частью смещают резонансные частоты (рисунок 8), снижая значение Q из-за потерь энергии на тепловую диссипацию, однако резонансные пики остаются заметными.

Затухание существенно влияет на пики коэффициента передачи энергии Q . С увеличением мнимой части

РИСУНОК 8. Влияние мнимой части волнового числа на коэффициент передачи энергии Q в зависимости от частоты



волнового числа, представляющей затухание, амплитуда пиков Q снижается, поскольку потери энергии ограничивают достижение высоких уровней передачи. Резонансные частоты также слегка смещаются, что обусловлено изменением условий резонанса. Пики становятся более широкими и менее резкими, указывая на снижение четкости резонансного поведения. При высоком затухании система теряет эффективность, и ни одна частота не обеспечивает значительной передачи энергии, что ведет к менее выраженным частотным максимумам.

Заключение

Проведенное исследование подтверждает высокую эффективность использования волновых технологий для интенсификации нефтедобычи на заключительных стадиях разработки месторождений. Разработанная математическая модель, основанная на уравнении Гельмгольца, позволяет оценить влияние акустических волн на проницаемость горных пород и распределение энергии в нефтяных пластах. Моделирование показало, что оптимальный выбор частот и параметров акустической стимуляции может значительно улучшить условия фильтрации нефти, снижая вязкость и разрушая отложения в поровом пространстве.

Результаты численных экспериментов продемонстрировали, что затухание,

учтенное через комплексное волновое число, влияет на амплитуду и расположение резонансных пиков. Это смещение частотных максимумов и снижение коэффициента передачи энергии подчеркивают необходимость учета затухания для определения оптимальных параметров стимуляции. В условиях высокой частоты и низкого затухания достигается более эффективное воздействие на пласт, что подтверждает потенциальную применимость метода для интенсификации добычи на зрелых месторождениях.

Таким образом, акустическая стимуляция может стать важным инструментом для увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Предложенная модель представляет возможности для дальнейших исследований и практического применения, служа основой для разработки инновационных методов увеличения добычи нефти в условиях высокой степени истощенности запасов. ●

Литература

- Mohammed B.A., Shiferaw R.J., Iskandar D., Al-shami T.M., Minh D.L. Seismic Wave Excitation of Mature Oil Reservoirs for Green EOR Technology // Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences. 2023. Т. 103, № 2. С. 180–196. doi.org/10.37934/arfmts.103.2.180196.
- Dai L., Zhang Y. Effects of low frequency external excitation on oil slug mobilization and flow in a water saturated capillary model // Petroleum. 2019. Т. 5, № 4. С. 375–381. doi.org/10.1016/j.petlm.2019.03.001.
- Jeong C., Kallivokas L.F., Huh C., Lake L.W. Estimation of oil production rates in reservoirs

exposed to focused vibrational energy // In SPE Improved Oil Recovery Symposium. 2014. doi.org/10.2118/169079-MS.

- Wooden B. Technology Update: Seismic Stimulation: An Eco-Friendly, Effective EOR Alternative // Journal of Petroleum Technology. 2018. Т. 70, № 8. С. 21–23. doi.org/10.2118/0818-0021-JPT.
- Kurawle I., Kaul M., Mahalle N., Carvalho V., Nath N., Amin Z. Seismic EOR-the optimization of aging waterflood reservoirs // In SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition. 2009. doi.org/10.2118/123304-MS.
- Kang P.S., Lim J.S., Huh C. Temperature dependence of relaxation time of hydrolyzed polyacrylamide solution for enhanced oil recovery // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2019. Т. 78. С. 257–264. doi.org/10.1016/j.jiec.2019.06.004.
- Алфаяд А.Г.Х., Кемалов П.А., Кемалов А.Ф., Валеев Д.З. WaveWellTech: Инновационная волновая технология для интенсификации добычи нефти. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2024. 122 с. URL: https://dspace.kpfu.ru/xmlui/handle/net/183868?show=full.
- Алфаяд А.Г.Х., Кемалов П.А. Анализ влияния волновых эффектов на изменения реологических характеристик тяжелой нефти // Нефтегазовые технологии. 2022. № 2 (139). С. 55–58.
- Pérez-Arancibia C., Godoy E., Durán M. Modeling and simulation of an acoustic well stimulation method // Wave Motion. 2018. Т. 77. С. 214–228. https://doi.org/10.1016/j.wavemoti.2017.12.005.
- Cheng A.C.H., Blanch J.O. Numerical modeling of elastic wave propagation in fluid-filled borehole // Commun. Comput. Phys. 2008. Т. 3, № 1. С. 33–51.
- Mullakaev M.S., Abramov V.O., Pechkov A.A. Ultrasonic unit for restoring oil wells // Chemical and Petroleum Engineering. 2009. Т. 45, № 3–4. С. 133–137.
- Hagoort J. An analytical model for predicting the productivity of perforated wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2007. Т. 56. С. 199–218.
- Pérez-Arancibia C. Modeling and Simulation of Time-Harmonic Wave Propagation in Impedance Guides: Application to an Oil Well Stimulation Technology (Master's thesis). Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, 2010.
- Beckham R.E., Abdel-Fattah A.I., Roberts P.M., Ibrahim R., Tarimala S. Mobilization of colloidal particles by low-frequency dynamic stress stimulation // Langmuir. 2010. Т. 26, № 1. С. 19–27. doi.org/10.1021/la900890n.
- Jeong C., Kallivokas L.F., Kucukcoban S., Deng W., Fathi A. Maximization of wave motion within a hydrocarbon reservoir for wave-based enhanced oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Т. 129. С. 205–220.
- Алфаяд А.Г.Х., Валеев Д.З., Кемалов П.А., Риффель Д.В., Брызгалов Н.И. Применение ультразвукового воздействия для повышения нефтеотдачи // Нефтегазовые технологии. 2023. № 2 (145). С. 36–43.
- Марфин Е.А. Шумовой каротаж в скважине и виброакустическое воздействие на насыщенные жидкостью пласты. Казань, 2015. 45 с.
- Jaber T., Hassan N., Yaser S., Ali T. Using ultrasonic as a new approach for elimination of inorganic scales (NaCl): an experimental study // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2018. Т. 8. С. 553–564. doi.org/10.1007/s13202-017-0369-4.
- Алфаяд А.Г.Х., Кемалов П.А., Кемалов А.Ф. Методика оценки физических характеристик пласта под воздействием упругих волн. Казань: Федер. ун-т, 2024. 82 с. URL: https://repository.kpfu.ru/?p_id=302632.

KEYWORDS: acoustic stimulation, mathematical model, rock permeability, oil recovery, wave technologies.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ обводняющегося газового промысла

РАБОТА НАПРАВЛЕНА НА ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН, РАБОТАЮЩИХ В РЕЖИМЕ САМОЗАДАВЛИВАНИЯ. РАЗРАБОТАНА АВТОРСКАЯ ТРЕХЭТАПНАЯ МЕТОДИКА, ВКЛЮЧАЮЩАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ С ВЫЯВЛЕНИЕМ ПРИОРИТЕТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЯ. НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ ОСУЩЕСТВЛЕНО НАУЧНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, ПОЛУЧЕНА ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОБЫЧА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

THE WORK IS AIMED AT SUBSTANTIATING THE CHOICE OF THE OPTIMAL METHOD OF OPERATION OF GAS AND GAS CONDENSATE WELLS OPERATING IN SELF-PRIMING MODE. THE AUTHOR'S THREE-STAGE METHODOLOGY HAS BEEN DEVELOPED, WHICH INCLUDES AN AUTOMATED ANALYSIS OF WELL OPERATION PARAMETERS WITH THE IDENTIFICATION OF PRIORITY TECHNOLOGIES, DYNAMIC MODELING, AND HYDRODYNAMIC CALCULATIONS. BASED ON THE DEVELOPED METHODOLOGY, SCIENTIFIC SUPPORT OF TECHNOLOGIES AT THE GAS CONDENSATE FIELD WAS CARRIED OUT, ADDITIONAL GAS AND GAS CONDENSATE PRODUCTION WAS OBTAINED

Ключевые слова: самозадавливание, обводнение, накопление жидкости, методика выбора оптимальных технологий.

Ковалькова Анастасия Сергеевна
ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Разработка газовых и газоконденсатных залежей сопровождается рядом характерных особенностей, осложняющих добычу и эксплуатацию промысла. По мере выработки залежей происходит снижение давления в газонасыщенной части, подъем газодляющего контакта, увеличение доли пластовой и конденсационной жидкости в продукции, что приводит к таким последствиям, как:

- накопление жидкости в стволах, на забоях скважин (при формировании нестабильных режимов течения газожидкостного потока) и их выбитие по причине самозадавливания;
- разрушение коллектора и рост содержания механических примесей в продукции (при превышении допустимых депрессий, определяемых по результатам геомеханического моделирования);

- рост потерь давления и повышение риска образования гидратных и ледяных пробок в газосборной сети;
- риск превышения пропускных способностей по жидкости сепараторов на УКПГ.

Данные осложнения возникают на большинстве газовых и газоконденсатных месторождений; основные проблемы при эксплуатации скважин и объектов наземной инфраструктуры связаны в первую очередь с ростом объемов добываемой пластовой воды, но при определенных условиях происходит самозадавливание скважин и конденсационной водой или газовым конденсатом [3, 5].

Сегодня при сопровождении процесса добычи газа и газового конденсата на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» проводится

РИСУНОК 1. Действующий фонд скважин со среднесуточным значением дебита газа (Q_r) ниже минимального, необходимого для выноса жидкости из НКТ (Q_{min} Фруд)



комплексное научное и инженерное обоснование регулирования режимов работы скважин, внедрения специальных технологий. Это позволяет снизить влияние ранее упомянутых негативных факторов, обеспечить стабильную и безопасную эксплуатацию обводняющихся скважин и объектов наземной инфраструктуры, осуществлять поддержание запланированных уровней добычи, максимизировать коэффициент извлечения газа и коэффициент извлечения конденсата.

Проблема эксплуатации обводняющихся скважин является особенно актуальной для одного из активов компании, на нескольких месторождениях которого 14 скважин в июле 2024 года работали в режиме накопления жидкости (рисунок 1).

Минимально необходимый дебит газа, определенный с помощью модифицированного критерия Фруда, учитывает термобарические условия, объемное содержание жидкости, состав и свойства газа и жидкости, конструкцию скважин и диаметр лифта. Применение данного критерия при прогнозировании момента накопления пластовой воды и последующего выбития скважин актива показало высокий уровень сходимости (относительно других методик) с фактическими данными. Для скважин с конденсационной водой в продукции (относительно низкое содержание) лучшую прогностическую способность показал критерий Точигина.

В процессе разработки газовых и газоконденсатных залежей для снижения рисков и определения момента обводнения скважин важно регулярно осуществлять отбор проб пластовой жидкости и проводить исследование состава воды с целью

определения содержания ионов Cl^- , а также гидродинамические исследования скважин с целью определения проводимости (кН). Особенности мониторинга обводненного фонда показаны на схеме (рисунок 2, первый шаг). После определения категории скважины по результатам исследований (левая ветка – риск появления пластовой воды, правая ветка – наличие пластовой воды в продукции) важно осуществить корректировку ее режима работы (рисунок 2, второй и третий шаг) так, чтобы обеспечить вынос жидкости из ствола скважины и не допустить разрушения коллектора – $Q_{мд} > Q_r > Q_{min}$, где $Q_{мд}$ – максимально допустимый дебит,

определяемый по результатам геомеханического моделирования (обоснование предельной депрессии).

При невозможности назначения режима работы скважины в диапазонах $Q_{мд} > Q_r > Q_{min}$ (оценка потенциала Q_r осуществляется при моделировании системы пласт–скважины–ГСС) по причине инфраструктурных ограничений или свойств коллектора требуется рассмотрение ввода специальных технологий для выноса жидкости с забоя (рисунок 2, третий шаг). При подборе данных технологий требуется детальное методическое рассмотрение для каждой скважины, гидродинамическое моделирование и технико-экономическая оценка эффекта. После чего должно осуществляться принятие решения о вводе технологии с максимальным потенциалом экономической эффективности (NPV) либо рассмотрение возможности проведения резки бокового ствола в случае отрицательного значения NPV (рисунок 2, четвертый шаг).

Отметим, что схожие подходы к работе с обводненным фондом скважин не новы и отмечаются другими авторскими коллективами [1]. Однако анализ отечественного опыта показывает,

РИСУНОК 2. Упрощенная схема алгоритма работы с подверженным риску обводнения или обводненным фондом скважин

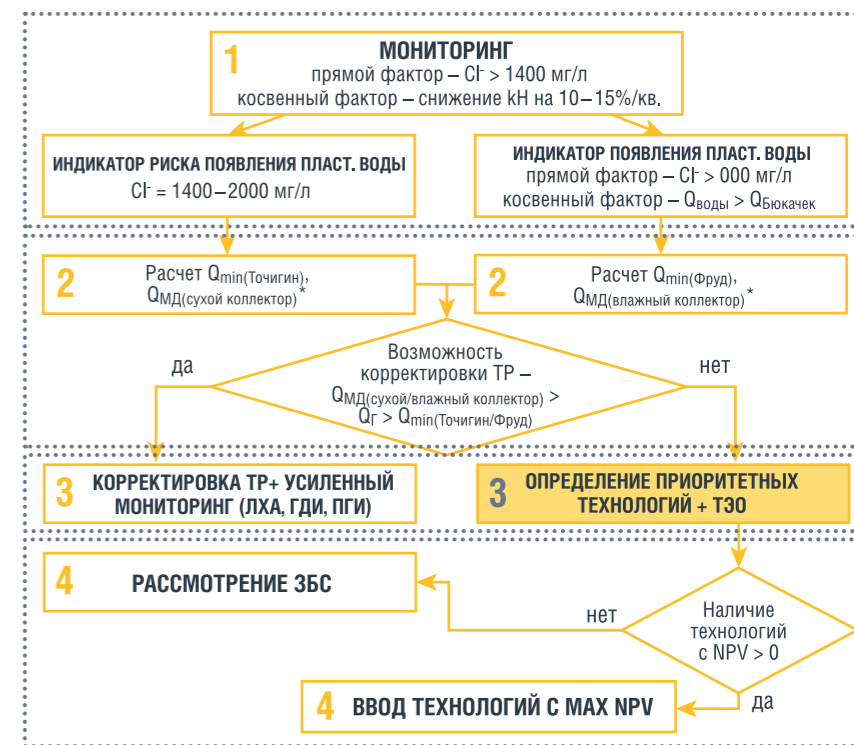


ТАБЛИЦА 1. Матрица для расчета коэффициента пригодности и ранжирования технологий (значения диапазонов параметров, C_n и I_n скрыты)

Параметр	Диапазон	Степень влияния параметра (I_n , от 1 до 10)	Значение коэффициента (C_n , от 1 до 5)				
			Технология 1	Технология 2	Технология 3	Технология 4	Технология 5
ВГФ, г/м ³	> X	X	X	X	X	X	X
	< X		X	X	X	X	X
Дебит жидкости (вода + ГК), м ³	> X	X	X	Исключено	Исключено	X	X
	< X		X	X	X	X	X
(P _{уст} - P _{лин}) / P _{лин} * 100%, %	> X%	X	Не учитывать (нет влияния)				
	< X%		X	X	X	X	X
Тип профиля/ заканчивания	ВС-ННС	X	Не учитывать (нет влияния)				
	ГС-ЗБС		X	X	X	X	X
	МСС/МЗС		X	X	X	X	X
Внешний диаметр НКТ, мм	114	X	X	X	X	X	X
	89		X	X	X	X	X
	73		Исключено	X	X	X	Исключено
Наличие фильтра	С фильтром	X	Не учитывать				
	Отсутствие фильтра		X	X	X	X	X
L, расстояние от НКТ до ВДП, м	> X	X	X	Исключено	X	X	X
	X > L > X		X	X	X	X	X
	< X		X	X	X	X	X
Тип воды	П	X	X	X	X	X	X
	К/П + К		Исключено	X	X	X	X
Наличие мех примесей	Присутствует	X	X	X	X	X	X
	Отсутствует		Не учитывать (нет влияния)				
Наличие ГК	Присутствует	X	X	X	X	X	X
	Отсутствует		Не учитывать (нет влияния)				
Сеноман							
Пластовое давление, кгс/см ²	> X	X	X	X	X	X	X
	< X		X	X	X	X	Исключено
кН, мД	> X	X	X	X	X	X	X
	< X		X	X	X	X	Исключено
ГК объекты							
Пластовое давление, кгс/см ²	> X	X	X	X	X	X	X
	< X		X	X	X	X	X
кН, мД	> X	X	X	X	X	X	X
	< X		X	X	X	X	X

что системные, комплексные подходы к выбору оптимальных технологий для эксплуатации скважин с высоким содержанием жидкости отсутствуют или неочевидны. На основе анализа международного и отечественного опыта эксплуатации обводняющихся скважин, адаптации этого опыта с учетом особенностей разрабатываемого актива была сформирована методика выбора оптимальных технологий для их внедрения.

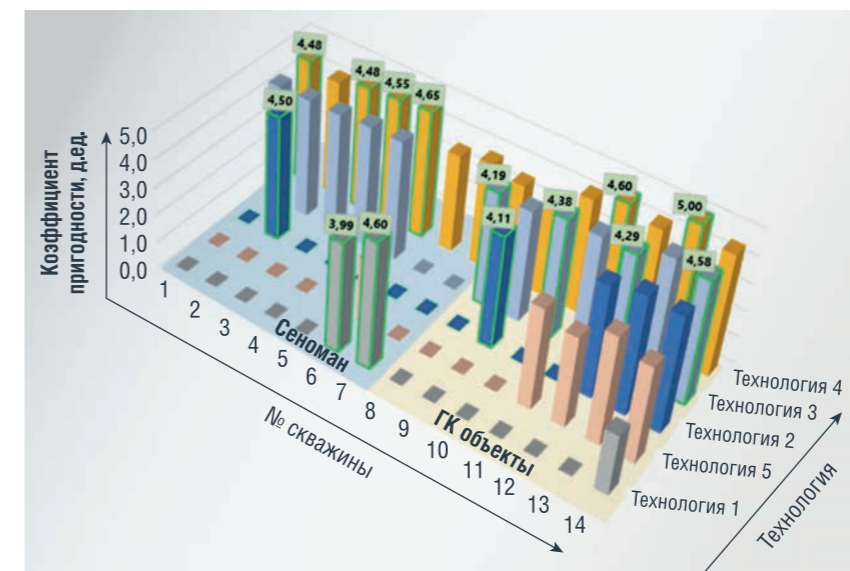
Принцип предлагаемой методики заключается в ранжировании пяти технологий, геолого-технических мероприятий (наиболее доступных сегодня на рынке РФ) [8] на основе значения критерия пригодности технологии (КП). КП является комплексным критерием, учитывающим 12 параметров, характеризующих добычу, особенности добываемой продукции, конструкции скважины, геологические параметры зоны дренирования (таблица 1).

Чтобы корректно сформировать список необходимых критериев, были проанализированы работы на предмет особенностей внедряемых технологий [4, 6, 7, 9, 10].

Расчет КП осуществляется для каждой технологии по формуле (1):

$$КП = \exp\left(\frac{\sum_{i=1}^n I_i \ln(C_i)}{\sum_{i=1}^n I_i}\right) \quad (1)$$

РИСУНОК 3. Пример использования методики ранжирования технологий



где C_n – значение коэффициента, соответствующего пригодности каждой технологии по конкретному параметру, I_n – степень влияния параметра и соответствующего ему C_i на пригодность технологии. Диапазоны параметров и значения C_n и I_n были сформированы на основе анализа международного опыта использования технологий и статистического распределения параметров скважин актива (таблица 1).

Пример применения методики для скважин, представленных в таблице 1, приведен на рисунке 3. Оптимальная технология для каждой скважины выделена зеленым цветом.

Следует отметить, что после использования методики необходимо произвести гидродинамическое моделирование (ГДМ) лучших по значению КП технологий и произвести оценку NPV с учетом затрат на внедрение, эксплуатацию технологий и реализации дополнительной добычи газа. При разработке данного подхода был изучен опыт работы [2], использование которой в явном виде невозможно с учетом особенностей актива и сложившегося рынка технологий в РФ. Были изменены и добавлены критерии, диапазоны, коэффициенты применимости, степень их влияния.

Также в рамках исследования дополнительно производилось сравнение результатов применения двух методик.

Отмечено, что разработанная методика является более чувствительной к изменению параметров от скважины к скважине, в то время как существующие в большинстве случаев дают схожий результат, не учитывая ключевые особенности.

Приведенная в данной работе методика прошла апробацию на газоконденсатном активе компании. Использование разработанной методики ранжирования технологий позволило существенно сократить время на принятие решения по применению мероприятия. Получена дополнительная добыча газа за счет корректного внедрения мероприятий.

Резюмируя, хотелось бы отметить ключевые рекомендации по мониторингу, регулированию режима работы и подходам к внедрению технологий эксплуатации обводняющихся газовых и газоконденсатных скважин:

1. Регулярные исследования на проблемном фонде (лабораторно-химический анализ, гидродинамические исследования, промыслово-геофизические исследования).
2. Корректировка режима работы $Q_{мд} > Q_{г} > Q_{мин}$.
3. В случае невозможности корректировки режима оценка потенциала внедрения специальных технологий для выноса жидкости с забоя:

а) расчет КП и ранжирование;

- б) ГДМ моделирование лучших по КП технологий;
- в) экономическая оценка.
4. Внедрение технологии с максимальным значением NPV (перед вводом также рекомендуется провести динамическое моделирование для определения оптимального дизайна технологии).

Литература

1. Defining the Artificial Lift System Selection Guidelines for Horizontal Wells (J. Valbuena, E. Pereyra, C. Sarica), 2017.
2. Изучение восходящего двухфазного течения в газовой скважине применительно к проблеме накопления жидкости на забое / Н.Г. Мусакаев, С.Л. Бородин, В.А. Огай, А.Ю. Юшков // Комплексный анализ, математическая физика и нелинейные уравнения: сборник материалов Международной научной конференции, Уфа, 13–17 марта 2023 года. – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью «Азтерра», 2023. – С. 76–77. – EDN URRTLJ.
3. Изюмченко Д.В. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Д.В. Изюмченко, Е.В. Мандрик, С.А. Мельников, А.А. и др. // Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 235–241.
4. Моделирование технологий ПАВ и КПК на примере маломощных газовых залежей с подстилающей водой / Д.Р. Ибрагимова, А.А. Горланов, А.Ю. Юшков, А.П. Коваленко // Научный журнал Российской газовой ассоциации. – 2019. – № 2 (21). – С. 26–30. – EDN JZMLZY.
5. Патент № 2706283 С2 Российская Федерация, МПК E21B 47/00, E21B 43/22. Способ оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости. № 2018108829: заявл. 13.03.2018: опубл. 15.11.2019 / А.Ю. Юшков, В.А. Огай, А.Ф. Хабибуллин; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «ГазВелл Системс». – EDN RAPNDI.
6. Повышение эффективности использования поверхностно-активных веществ для выноса жидкости с забоя газовой скважины / Н.Г. Мусакаев, В.А. Огай, А.Ю. Юшков, С.Л. Бородин // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 6 (654). – С. 39–42. – DOI 10.33285/0207-2351-2023-6(654)-39-42. – EDN DAPUMQ.
7. Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине, эксплуатируемой с пенообразователем / В.А. Огай, Е.А. Сабурова, В.О. Довбыш, А.Ю. Юшков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4 (142). – С. 36–50. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-4-36-50. – EDN AEGYRI.
8. Харитонов А.Н. Проблемы эксплуатации газовых скважин зрелых месторождений Западной Сибири и пути их решения / А.Н. Харитонов // Нефтяная провинция. – 2021. – № 4-1(28). – С. 155–185. – DOI 10.25689/NP.2021.4.155-185. – EDN RGMIMO.
9. Шаповалова Е.А. Экспериментальные исследования по подбору оптимальных концентраций ПАВ в водных растворах с целью повышения производительности газовых скважин / Е.А. Шаповалова, В.А. Огай // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – № 1. – С. 373–387. – DOI 10.46689/2218-5194-2022-1-1-373-387. – EDN MZVSAD.
10. Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины / В.А. Огай, А.Ю. Юшков, Н.Е. Портнягин, А.Ф. Хабибуллин // Недропользование XXI век. – 2019. – № 3 (79). – С. 34–39. – EDN SXRSFK.

KEYWORDS: self-sealing, watering, accumulation of liquid, methods of choosing optimal technologies.

СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ СНОВА ПРИЗНАНА ЛУЧШЕЙ в нефтесервисной отрасли

Валерия Белова

специалист по связям с общественностью

Людмила Фризицкая

специалист по связям с общественностью

АО «Сибирская Сервисная Компания»



РЕКЛАМА

Рейтинговое агентство «Центр поставщиков ТЭК» подвело итоги ежегодного опроса нефтесервисных компаний на XVIII конференции «Нефтегазовый сервис в России». Названы лучшие сервисные подрядчики в категориях: сейсморазведка, эксплуатационное и разведочное бурение, телеметрия, горизонтально-направленное бурение и зарезка боковых стволов, геофизические исследования и работы в скважинах, долотный сервис, ремонтно-изоляционные работы и ловильный сервис, текущий и капитальный ремонты скважин, сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, колтюбинг, гидравлический разрыв пласта, обслуживание установок электроприводного центробежного насоса, услуги по заканчиванию скважин, супервайзинг, сервис геолого-технологических исследований, экологические решения.

АО «Сибирская Сервисная Компания» в 2024 году вновь подтвердило свое лидерство в нефтесервисной отрасли, получив высочайшую оценку в номинации «Телеметрия, горизонтально-направленное бурение» по версии «ТЭК рейтинг», и вошло в тройку лидеров в номинации «Экологические решения».

ССК предоставляет весь спектр услуг, связанных с нефтесервисом. Телеметрия и наклонно-направленное бурение играют ключевую роль в нефтегазовой отрасли. Качественные данные и точная информация, предоставляемые в режиме реального времени, позволяют существенно повысить эффективность бурения, сократить срок реализации проектов, а также снизить возможные риски. Подтверждение статуса лидера в столь динамичном и высококонкурентном сегменте рынка требует не только глубоких знаний и опыта, но и способности адаптироваться к быстро меняющимся условиям и инновационным решениям.

АО «ССК» на протяжении многих лет активно совершенствует технологии, регулярно обновляет



оборудование, повышает квалификацию сотрудников, что позволяет оставаться на передовых позициях.

Для Сибирской Сервисной Компании забота об окружающей среде и соблюдение экологической культуры на производстве – важнейшие темы, определяющие развитие и успех предприятия. При оказании комплекса услуг, связанных со строительством эксплуатационных и разведочных скважин и их цементированием, ССК минимизирует негативное воздействие на окружающую среду. Компания отвечает самым высоким требованиям природоохранного законодательства РФ, международных стандартов и стандартов РФ в области охраны окружающей среды.

« ССК на протяжении всей своей истории интенсивно развивает технологические сервисы, наши проекты становятся все более сложными. Подтверждением того, что мы идем в верном направлении, является сам факт – мы второй год подряд становимся обладателями столь высокой награды в сфере телеметрии и наклонно-направленного бурения, – поделился и.о. директора филиала «ССК-Технологии» АО «ССК» Константин Густов. –

Убежден, что и в дальнейшем мы будем уверенно продолжать принятый курс на развитие, будем делать все, что в наших силах в интересах максимально эффективного решения поставленных перед нами задач, оправдывая доверие наших партнеров! Будем продолжать наше многолетнее плодотворное сотрудничество!»

Филиал «ССК-Технологии» начал работу как филиал «Буровые растворы» в 2005 году на основе подразделений Сибирской Сервисной Компании, обеспечивающих сопровождение буровых растворов и систем очистки. В 2012 году подразделение получило официальный статус филиала «ССК-Технологии». Имеет собственную лабораторию по подбору, разработке рецептур буровых растворов, сопровождению буровых растворов для подразделений ССК и для сторонних заказчиков. Филиал оказывает услуги по сопровождению наклонно-направленного бурения, имеет все необходимое собственное оборудование.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ на шельфе Суринама

Бердник Мария Михайловна

доцент департамента недропользования
и нефтегазового дела, к.т.н.

Беклес Зефанья Ансташа Мария

магистр по направлению «Нефтегазовое дело»

Благинина Мария Евгеньевна

магистр по направлению «Нефтегазовое дело»

Вильданов Ильяс Динарович

магистр по направлению «Нефтегазовое дело»

ФАБОУ ВО «Российский университет дружбы
народов им. Патриса Лумумбы»

РАБОТА ПОСВЯЩЕНА АНАЛИЗУ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ШЕЛЬФЕ СУРИНАМА, ВКЛЮЧАЯ АНАЛИЗ ПРОБУРЕННЫХ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ СКВАЖИН И ПРЕДВАРИТЕЛЬНУЮ ОЦЕНКУ ОБЪЕМОВ ЗАПАСОВ НЕФТИ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ ТЕХНИЧЕСКИМ РЕШЕНИЯМ, ПРИМЕНЯЕМЫМ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ТАКИМ КАК ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО СУДНА FPSO, СТРОИТЕЛЬСТВО ПОДВОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СЫРОЙ НЕФТИ И СТРОИТЕЛЬСТВО МОРСКИХ НЕФТЕПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ. РАБОТА СОДЕРЖИТ ДЕТАЛЬНОЕ ОПИСАНИЕ ТЕКУЩИХ РЕШЕНИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ НОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

THE PAPER CONSIDERS AN OIL FIELD ON THE SURINAME SHELF, INCLUDING AN ANALYSIS OF WELLS DRILLED TO DATE AND A PRELIMINARY ASSESSMENT OF OIL RESERVES. SPECIAL ATTENTION IS PAID TO TECHNICAL SOLUTIONS USED IN THE DEVELOPMENT OF AN OIL FIELD, SUCH AS THE USE OF AN OILFIELD VESSEL FPSO, THE CONSTRUCTION OF UNDERWATER CRUDE OIL STORAGE TANKS AND THE CONSTRUCTION OF OFFSHORE OIL PIPELINES USING FLEXIBLE POLYMER PIPES. THE WORK CONTAINS A DETAILED DESCRIPTION OF THE CURRENT SOLUTIONS USED AT THE FIELD, AS WELL AS PROPOSALS FOR THE DEVELOPMENT OF NEW TECHNICAL SOLUTIONS TO IMPROVE THE EFFICIENCY AND SAFETY OF OIL PRODUCTION

Ключевые слова: шельфовое месторождение, скважина, нефтепромысловое судно FPSO, подводные резервуары для хранения сырой нефти, гибкие полимерные трубы.

Освоение нефтяных месторождений на шельфе Суринама, в частности Блока 58, приобретает все большее значение в контексте глобального энергорынка. Суринам, будучи относительно небольшим и не имеющим значительных нефтяных запасов государством, неожиданно оказался в центре внимания крупных международных нефтяных компаний. Это обусловлено рядом успешных разведочных скважин, которые подтвердили наличие значительных запасов углеводородов в бассейне Гайаны и Суринама.

Для стран региона, таких как Суринам и соседняя Гайана, открытие крупных нефтяных месторождений может стать поворотным моментом, способствующим экономическому росту и развитию инфраструктуры. В условиях, когда традиционные нефтяные бассейны в других регионах мира испытывают спад добычи или их эксплуатация становится экономически невыгодной, освоение новых, еще неразведанных территорий, таких как Блок 58, приобретает стратегическую значимость.

В рамках статьи рассматриваются перспективы освоения Блока 58 на шельфе Суринама, который в последние годы стал объектом пристального внимания со стороны крупных нефтяных корпораций, таких как Apache Corporation и TotalEnergies.

Анализ объекта исследования

Блок 58 расположен в прибрежной зоне Суринама, в непосредственной близости от богатого углеводородами бассейна Гайаны. Первичные геолого-разведочные работы и бурение скважин показали, что на этой территории имеются значительные запасы нефти и газа, что создает большие перспективы для коммерческой добычи.

Анализ перспектив освоения нефтяных месторождений Блока 58 требует учета ряда факторов: геологической структуры региона, текущих технологических возможностей, политической и экономической ситуации в Суринаме, а также мировых тенденций на нефтяном рынке.

ФАКТЫ

Блок

58

расположен в перспективном нефтегазовом бассейне, образованном отложениями мелового периода

Блок 58 расположен в перспективном нефтегазовом бассейне, который по геологической структуре схож с нефтяными месторождениями в соседней Гайане. Эти месторождения образованы отложениями мелового периода, которые благоприятны для формирования значительных запасов нефти. На сегодняшний день уже проведено несколько успешных разведочных бурений, подтвердивших наличие углеводородов. Так, компании Apache и TotalEnergies объявили о нескольких крупных открытиях нефти, что укрепило уверенность в успешности разработки блока.

Блок 58 – один из самых перспективных морских нефтегазовых блоков в Суринаме. Он расположен в Гайано-Суринамском бассейне – геологическом бассейне, известном своим потенциалом крупных запасов нефти и газа. Этот бассейн образовался во время отделения Южноамериканского континента от Африки, что привело к формированию множества осадочных слоев с углеводородными ресурсами. Геология Блока 58 характеризуется толстым слоем осадочных пород, откладывавшихся в течение миллионов лет. Эти отложения состоят из богатых органикой слоев, которые развивались в благоприятной морской среде, что создало идеальные условия для образования нефти и газа. Здесь также имеется несколько пластов песчаника и известняка, которые служат резервуарами

для хранения углеводородов. Важно отметить, что в блоке также есть несколько соляных слоев, которые действовали как укупорочные слои и тем самым удерживали нефть и газ под давлением в резервуарах.

На сегодняшний день в рамках Блока 58 (рисунок 1) было пробурено несколько ключевых скважин, все они показали значительные объемы запасов нефти и газа.

Мака Central-1

Эта скважина, пробуренная компаниями Apache и Total, стала первым значительным открытием на блоке. Было обнаружено значительное количество легкой нефти и газового конденсата. Мака Central-1 была пробурена на глубине около 1000 метров и обнаружила 79 метров чистого продуктивного пласта высококачественной легкой нефти и газового конденсата в нескольких сложенных и качественных коллекторах в верхнемеловых кампанских и сантонских формациях.

Запасы, расположенные на глубине от 100 до 1000 м, будут добываться с помощью сети подводных скважин, соединенных с FPSO, расположенным в 150 км от берега Суринама, с производительностью 200 000 баррелей в сутки. Предполагаемый объем инвестиций составит около 9 миллиардов долларов.

Sapakara West-1

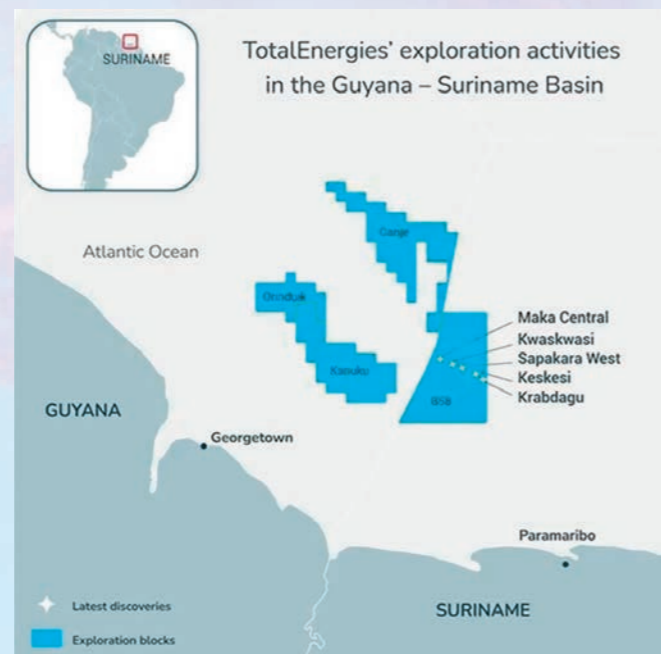
Одна успешная скважина, которая также обнаружила значительные запасы нефти. Оценочная скважина Sapakara South-1, расположенная на восточной окраине участка Sapakara, обнаружила около 30 м (98 футов) чистого черного нефтяного продуктивного пласта в одной зоне высококачественного кампано-маастрихтского коллектора. Оценочная скважина Sapakara South-2 (SPS-2), вторая оценочная скважина для проверки ранее объявленного открытия, обнаружила около 36 м (118 футов) чистого нефтяного продуктивного пласта в высококачественном коллекторе [1].

Krabdagu-1

В скважине Krabdagu-1 обнаружен более мелкий кампанский интервал, содержащий 50 метров (164 фута) чистого углеводородного коллектора [2]. Предварительные пробы жидкости и результаты испытаний указывают на наличие легкой нефти и газоконденсата с плотностью по API от 40 до 60 градусов, что составляет 738-824 кг/м³. Более глубокий сантонский интервал содержит 73 метра (240 футов) чистой нефтеносной залежи. Предварительные пробы флюидов и результаты тестов указывают на плотность нефти по API от 35 до 45 градусов (800–848 кг/м³ соответственно).

По результатам бурения разведочных скважин Мака-1 в конце 2019 года, Krabdagu-1 (KBD-1), расположенной в центральной части блока, и Sapakara West-1, пробуренной примерно в 15 км к юго-востоку от скважины Мака-1, были обнаружены залежи нефти и газового конденсата, сложенные высокопроницаемыми кампанскими

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



ФАКТЫ Мака Central-1

пробурена на глубине 1000 м, обнаружила 79 м чистого продуктивного пласта высококачественной легкой нефти и газового конденсата

и сантонскими пластами-коллекторами. Предварительные пробы жидкости и результаты испытаний Sapakara West-1 [2] указывают на наличие 79 метров чистой нефти и газового конденсата в двух интервалах. Более мелкий кампанский интервал содержит 13 метров чистого газового конденсата и 30 метров чистого нефтяного продуктивного пласта с плотностью нефти по API от 35 до 40 градусов (824–848 кг/м³, соответственно). Более глубокий сантонский интервал содержит 36 метров чистого нефтеносного коллектора с плотностью нефти по API от 40 до 45 градусов, что составляет 800–824 кг/м³.

Проведенный анализ показывает большие перспективы по дальнейшей добыче нефти на данном морском месторождении.

В настоящее время разработка шельфа Суринама находится на стадии подготовки к активной разведке и крупномасштабной добыче. Основными операторами блока 58 являются компании Apache Corporation (США) и Total Energies (Франция). Total Energies эксплуатирует месторождение совместно с АРА, государственной компанией Суринама. Государственная компания Суринама Staatsolie имеет возможность участвовать в разработке с долей в 20%.

Технические решения для разработки месторождения

В рамках добычи нефти основным техническим решением на текущий момент является применение нефтедобывающего судна FPSO – широко используемая технология в морской нефтедобыче.

Нефтепромысловые суда, также известные как плавучие установки для добычи, хранения и отгрузки нефти и газа (FPSO), представляют собой сложные инженерные конструкции, предназначенные для работы в открытом море. Эти суда играют ключевую роль в разведке и разработке морских нефтегазовых месторождений, обеспечивая комплексное выполнение операций по добыче, хранению и отгрузке углеводородов.

Применение подобных технологических решений позволяет комплексно решать такие задачи, как:

- добыча нефти и газа (суда оснащены оборудованием для подъема и удержания подводных добывающих труб, а также для обработки и подготовки нефти и газа);
- хранение (на борту предусмотрены резервуары для временного хранения нефти и газа до момента их отгрузки);
- отгрузка (процесс отгрузки осуществляется непосредственно с борта судна на другие транспортные средства (нефтеналивные танкеры, плавучие хранилища и т.д.).

Нефтепромысловые суда широко используются в глубоководных и удаленных районах, где строить стационарные платформы дорого или сложно. Также они полезны в ситуациях, когда требуется быстрое развертывание добывающей инфраструктуры

Как правило нефтепромысловые суда обычно имеют главную палубу, где размещается основное оборудование для добычи и подготовки нефти и газа, подводную часть, где установлены подводные добывающие трубы и другая инфраструктура для подключения к подводному оборудованию, резервуары для хранения нефти и газа, которые обычно расположены в нижней части судна для максимальной устойчивости, а также оборудование для погрузки и разгрузки, включая трубопроводы, насосные станции и системы управления.

Нефтепромысловые суда широко используются в глубоководных и удаленных районах, где строительство стационарных платформ может быть слишком дорогостоящим или сложным. Они также полезны в ситуациях, когда требуется быстрое развертывание добывающей инфраструктуры, например, на мелких или временных месторождениях.

К преимуществам нефтепромысловых судов относятся гибкость и мобильность: за счет того, что суда могут быть перемещены в разные районы без необходимости демонтажа и повторной установки оборудования, экономичность по сравнению со стационарными платформами, универсальность за

ФАКТЫ Sapakara South-1

обнаружила 30 м чистого нефтяного продуктивного пласта в зоне высококачественного кампано-маастрихтского коллектора

счет выполнения всех необходимых функций одновременно (добыча, хранение, отгрузка).

При этом главным недостатком подобных судов является ограниченная емкость хранения, поскольку объем резервуаров для хранения ограничен площадью и грузоподъемностью судна.

Разработка технических решений для обустройства месторождения

В качестве основного решения в рамках данной работы предлагается рассмотреть возможность использования подводных резервуаров.

Это позволит разгрузить судно, увеличить объем хранимого продукта, что, в свою очередь, решит вопрос неравномерности отгрузки, связанной с загруженностью танкеров, задействованных в отгрузке добываемой нефти.

При этом следует отметить, что перевозка добываемой нефти танкерами – это скорее временное решение. Если целью ставить переработку добываемого сырья, а не экспорт, то доставка нефти на континент будет более экономичной при использовании системы подводных трубопроводов. В этом ключе предлагается рассмотреть в качестве материала для строительства подводной части нефтепровода использование гибких полимерных труб. Применение неметаллических труб позволит не только существенно сократить сроки строительства, но и полностью решить проблему коррозии, которая остро стоит при использовании традиционных стальных труб.

Аналогичные трубы могут быть использованы и для транспортировки нефти из близлежащих скважин FPSO. Такое решение позволит обеспечить гибкость для будущего расширения и других открытий на блоке.

Выбор в пользу такого решения имеет особый смысл, когда добыча ведется из нескольких скважин, а пункт сбора и подготовки располагается на едином судне (рисунок 2), при этом инфраструктура может быть легко адаптирована к уровню добычи и будущим открытиям.

РИСУНОК 2. Пример использования нефтедобывающего судна FPSO для добычи нефти на шельфе



Рассмотрим подробнее оба предложенных технологических решения.

Подводные резервуары для хранения нефти – это специальные конструкции, которые будут устанавливаться на морском дне и использоваться для временного хранения сырой нефти. Несмотря на определенные сложности при строительстве и эксплуатации, их применение оправдано на удаленных платформах или в районах с ограниченной площадью суши.

Подводные резервуары должны изготавливаться из прочных материалов, таких как сталь или бетон. Они могут быть традиционной для резервуаров цилиндрической формы или сферической. По своей конструкции они не обязательно должны быть цельными, можно рассмотреть возможность использования секционной конструкции, такой подход облегчит их транспортировку и установку. Если в качестве материала будет выбрана сталь, то следует предусмотреть облицовку специальными материалами для предотвращения коррозии и утечки нефти.

В числе преимуществ использования подводных резервуаров можно перечислить безопасность, устойчивость к экстремальным условиям, таким как штормы, землетрясения и другие природные катаклизмы, а главное – экономия площади, поскольку на морском дне можно разместить неограниченное количество емкостей, а соответственно хранить большие объемы нефти.

При сооружении подводных резервуаров для хранения сырой нефти первым шагом является разработка подробного проекта, который учитывает все технические и экологические аспекты. Важно определить оптимальное местоположение резервуара, учитывая глубину, течения, сейсмическую активность и другие факторы. На этом же этапе следует определиться с материалами для его сооружения, а также оборудованием, позволяющим осуществлять слив-налив нефти.

ФАКТЫ

Krabdagu-1

обнаружила кампанский интервал, содержащий 50 метров чистого углеводородного коллектора

После утверждения проекта может начинаться строительство самого резервуара. В работе предлагается использование модульной системы резервуаров. При таком подходе отдельные модули собираются на берегу и в собранном виде доставляются на площадку установки. Монтаж модулей друг с другом осуществляется уже непосредственно на месте строительства. После монтажа требуется произвести испытания на прочность и герметичность и только после этого можно начинать второй этап, связанный с погружением.

Готовый резервуар погружается на дно моря с помощью специального оборудования, которое может включать использование кранов, плавучих средств и системы позиционирования. Для закрепления резервуара на дне могут использоваться различные типы анкерных устройств или якоря. Это необходимо для предотвращения смещений и повреждений резервуара.

На финальном этапе производится монтаж необходимого оборудования, такого как насосы, трубопроводы, датчики и системы управления, а также проводятся окончательные испытания всех систем и оборудования. Это включает проверку герметичности, работоспособности насосов и других устройств.

Гибкие полимерные армированные трубы (ГПАТ) – это инновационный тип труб, который используется в различных отраслях промышленности, включая нефтегазовую. Эти трубы производятся из композитных материалов, состоящих из полимеров, таких как полиэстер или полипропилен, армированных стекловолокном или углеродным волокном.

Благодаря своей гибкости трубы могут легко адаптироваться к изменяющимся условиям грунта или других внешних факторов, что делает их идеальными для использования в условиях нестационарных нагрузок, где обычные жесткие трубы могут не выдерживать. Несмотря на свою гибкость, ГПАТ обладают высокой прочностью и устойчивостью к механическим нагрузкам. Главной особенностью подобных труб является полное отсутствие коррозии, что делает их идеальным

выбором для применения в агрессивных средах, таких как соленая морская вода. По сравнению с традиционными металлическими трубами ГПАТ значительно легче, что упрощает их транспортировку и монтаж.

На сегодняшний день уже есть проекты, реализованные с применением ГПАТ. В числе примеров можно отметить проект Shell Nigeria. В проекте модернизации нефтепровода в Нигерии были использованы подобные трубы. Это позволило сократить время и затраты на установку, а также повысить надежность и безопасность системы в целом. Также компания ExxonMobil применила ГПАТ в своем проекте по строительству нового морского нефтепровода в Мексиканском заливе. Трубы показали высокую устойчивость к коррозии и отличную гибкость, что позволило обойти сложные геологические структуры без ущерба для целостности трубопровода. Компания BP использовала гибкие полимерные армированные трубы в проекте по модернизации нефтепровода в Северном море. Это позволило снизить затраты на обслуживание и увеличить срок службы трубопровода.

С развитием технологий и улучшением производственных процессов ожидается, что ГПАТ станут еще более популярными в морской нефтяной индустрии. Компании активно изучают возможности использования этих труб в новых проектах, стремясь сократить расходы, повысить безопасность и надежность своих систем.

В условиях изменяющегося мирового энергобаланса, где все большее внимание уделяется возобновляемым источникам энергии и снижению углеродного следа, освоение новых месторождений нефти сталкивается с определенными вызовами, но на фоне нестабильности в традиционных нефтедобывающих регионах новые открытия могут привлечь интерес инвесторов

В целом можно отметить, что опыт применения ГПАТ для строительства морских нефтепроводов демонстрирует их превосходство над традиционными металлическими трубами в ряде аспектов. Будущие проекты, вероятно, будут все чаще использовать эти трубы благодаря их уникальным свойствам и преимуществам.

Заключение

На сегодняшний день продолжаются исследования месторождения на шельфе Суринама. Судно FPSO (плавучее судно для добычи, хранения и отгрузки нефти) мощностью 200 000 баррелей в сутки для Sarakara South-Krabdagu уже приобретено, тем не менее конкретных решений по доставке нефти до материка пока не выработано.

Суринам – небольшая страна с ограниченными ресурсами и инфраструктурой для крупномасштабной добычи нефти. Однако правительство страны активно сотрудничает с международными корпорациями,

ФАКТЫ

Основными операторами

Блока 58 являются Apache Corporation (США) и Total Energies (Франция)

предлагая выгодные условия для инвестиций в нефтяной сектор. При этом Суринам старается извлечь уроки из опыта соседней Гайаны, чтобы избежать возможных ошибок и социально-экономических проблем, связанных с резким увеличением добычи нефти.

В условиях изменяющегося мирового энергобаланса, где все большее внимание уделяется возобновляемым источникам энергии и снижению углеродного следа, освоение новых месторождений нефти сталкивается с определенными вызовами. Тем не менее на фоне нестабильности в традиционных нефтедобывающих регионах, таких как Ближний Восток и Венесуэла, новые открытия в Суринаме могут привлечь значительный интерес со стороны инвесторов, особенно в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

В целом перспективы освоения Блока 58 выглядят многообещающе, но требуют тщательного планирования и управления для достижения устойчивого развития и максимизации экономической выгоды для Суринама.

Предлагаемые в работе решения позволят завершить комплекс работ по добыче нефти на шельфе Суринама, обеспечив ее бесперебойную подачу на материк. При этом строительство подводной части нефтепровода позволит осуществлять доставку нефти до береговой линии независимо от других стран, исключив необходимость в аренде танкеров, а также будет способствовать развитию береговой инфраструктуры. ●

Литература

1. Suriname: TotalEnergies takes steps toward FID on Block 58, offshore Suriname. 2024 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ogj.com/general-interest/companies/article/55056392/totalenergies-takes-steps-toward-fid-on-block-58-offshore-suriname> (дата обращения: 05.06.2024).
2. Wong T., Geuns L. The discovery of a major hydrocarbon occurrence in the Guiana Basin, offshore Suriname: a blessing or a curse? Academic Journal of Suriname. 2019. Vol. 10. pp. 1–6.
3. Suriname: Suriname: TotalEnergies announces another significant discovery in Block 58 – Bnamericas. 2023. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bnamericas.com/en/news/suriname-totalenergies-announces-another-significant-discovery-in-block-58> (дата обращения: 05.03.2024).

KEYWORDS: offshore field, FPSO oilfield vessel, underwater crude oil storage tanks, flexible polymer pipes.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРСКОГО МОРЯ

Методика оценки эффективности освоения морских газовых и газоконденсатных месторождений



ПРИ ОСВОЕНИИ МОРСКИХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В КАЧЕСТВЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЫЧНО ПРИНИМАЮТСЯ ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД И КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА, МАКСИМУМ КОТОРЫХ НЕОБХОДИМО ОБЕСПЕЧИТЬ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ. В СТАТЬЕ ПРИМЕНЕНА РАЗРАБОТАННАЯ МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ ГРУППЫ МОРСКИХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ОСНОВАННАЯ НА АНАЛИЗЕ ДИНАМИКИ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВРЕМЕНИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К МЕСТОРОЖДЕНИЯМ ЛЕНИНГРАДСКОЕ, РУСАНОВСКОЕ И ИМ. В.А. ДИНКОВА

WHEN DEVELOPING OFFSHORE GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS, EFFICIENCY INDICATORS ARE TYPICALLY REPRESENTED BY THE NET PRESENT VALUE AND THE GAS RECOVERY FACTOR, WHICH NEED TO BE MAXIMIZED DURING THE OPTIMIZATION OF TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL PARAMETERS. THIS ARTICLE PRESENTS A METHODOLOGY FOR ASSESSING THE EFFICIENCY OF DEVELOPING A GROUP OF OFFSHORE GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS BASED ON THE ANALYSIS OF THE DYNAMICS OF TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL PARAMETERS OVER THE DEVELOPMENT PERIOD. THE METHODOLOGY IS APPLIED TO THE LENINGRADSKOYE, RUSANOVSKOYE, AND V.A. DINKOV FIELDS

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: морские месторождения, шельф, эффективность, показатели эффективности, оптимизация, методика определения эффективности.

**Богатырева
Елена Викторовна**

заведующая кафедрой освоения морских нефтегазовых месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Основные уравнения

Для определения методики оценки эффективности освоения группы морских газовых и газоконденсатных месторождений автор оценивает динамику добычи газа, накопленной добычи, коэффициента извлечения газа, дисконтированного дохода от реализации газа, а также динамику дисконтированных затрат на бурение скважин.

Динамику добычи газа i -го месторождения можно представить в виде:

$$Q_i(t) = Q_{mi} \left[\left(\frac{t - \tau_i}{t_{0i}} - 1 \right) \Phi(t_{0i} - t + \tau_i) + \Phi(T_i - t + \tau_i) + e^{-a(t - T_i - \tau_i)} \Phi(t - T_i - \tau_i) \right] \Phi(t - \tau_i), \quad (1)$$

где:

$$t_{0i} = \frac{Q_{mi}}{n_{0i} \rho}, \quad (2)$$

$$T_i = (1 - \xi_i) \frac{Q_{zi}}{Q_{mi}} + \frac{t_{0i}}{2}, \quad (3)$$

$$a_i = \frac{\frac{Q_{mi}}{\xi_i}}{Q_{zi} - Q_{mi} (T_i - \frac{t_{0i}}{2})}, \quad (4)$$

$$\xi_i = \frac{P_{\text{пл}0i}}{P_{\text{пл}i}} = 1 - \frac{Q_{mi}}{Q_{zi}} (T_i - \frac{t_{0i}}{2}). \quad (5)$$

В уравнениях (1)–(5):

Q_{mi} – максимальный уровень добычи i -го месторождения;

t_{0i} – время выхода на максимальный уровень добычи i -го месторождения;

T_i – время от начала добычи до начала спада максимального уровня добычи;

τ_i – время ввода в разработку i -го месторождения ($\tau_{i+1} > \tau_i$);

n_{0i} – количество скважин, вводимых в эксплуатацию в год;

ρ – дебит скважин;

$P_{\text{пл}i}$ – минимальное пластовое давление, после достижения которого достигается минимальное устьевое давление $P_{\text{усть}i}$ и начинается снижение уровня добычи газа относительно Q_{mi} .

$P_{\text{пл}0i}$ – начальное пластовое давление;

$\Phi(t - \tau_i)$ – функция Хэвисайда, равная 0 при $t \leq \tau_i$ и 1 при $t > \tau_i$ и показывающая, что при $t \leq \tau_i$ добыча газа i -го месторождения равна нулю.

Динамика накопленной добычи i -го месторождения определяется по формуле:

$$Q_{\text{нак}i}(t) = \int_{\tau_i}^t Q_i(t) dt. \quad (6)$$

Динамика коэффициента извлечения газа (КИГ) i -го месторождения с запасами Q_{zi} определяется по формуле:

$$\text{КИГ}_i(t) = \frac{Q_{\text{нак}i}(t)}{Q_{zi}}. \quad (7)$$

Динамика дисконтированного дохода от реализации газа i -го месторождения непосредственно связана с динамикой накопленной добычи (6):

$$R_{di}(t) = Q_{\text{нак}i}(t) \sigma e^{-\varepsilon \Delta t_{mi}} \frac{1 - e^{-\varepsilon(t - \tau_{i1})}}{\varepsilon(t - \tau_{i1})} \Phi(t - \tau_{i1}), \quad (7)$$

где σ – стоимость газа, руб/м³; ε – норма дисконта, 1/год; Δt_{mi} – время строительства объектов обустройства; τ_{i1} – время начала движения денежных средств и начала их дисконтирования.

Число скважин:

$$n_i = \text{ceil} \left(\frac{Q_{mi}}{\rho} \right)^*. \quad (8)$$

Динамика дисконтированных затрат на бурение скважин i -го месторождения будет иметь вид:

$$C_{\text{скви}i}(t) = \frac{C_{wi} n_i (t - \tau_i)}{t_{0i}} \frac{e^{-\varepsilon \Delta t_{wi}} [1 - e^{-\varepsilon(t - \tau_{i1})}]}{\varepsilon(t - \tau_{i1})} \Phi(t - \tau_i) \Phi(t_{0i} + \tau_i - t), \quad (9)$$

где: C_{wi} – стоимость строительства одной скважины; n_i – число скважин.

В формуле (9) учтено, что затраты на строительство скважин осуществляются до момента выхода на максимальный уровень добычи.

Динамика дисконтированной стоимости аренды буровой установки для i -го месторождения:

$$C_{\text{абу}i}(t) = \frac{C_{\text{абу}}(t - \tau_i)}{\varepsilon(t - \tau_{i1})} e^{-\varepsilon \Delta t_{wi}} [1 - e^{-\varepsilon(t - \tau_{i1})}] \Phi(t - \tau_i) \Phi(t_{0i} + \tau_i - t), \quad (10)$$

где $C_{\text{абу}}$ – стоимость аренды буровой установки в сутки. Суммарные капиталовложения в объекты обустройства i -го месторождения будут иметь вид:

$$C_{\Sigma i} = \beta_{\text{пл}} Q_{mi} + \beta_{\text{бс}} Q_{mi} + \beta_{\text{тр}} L_{\text{три}} + C_{\text{плдк}}, \quad (11)$$

где капиталовложения в ПДК равны:

$$C_{\text{плдк}} = (C_{\text{уплдк}} + C_{\text{вт}} \lambda + C_{\text{шк}} \lambda + C_{\text{плдк}}) N_{\text{плдк}i}, \quad (12)$$

а количество ПДК на v слотов равно:

$$N_{\text{плдк}i} = \frac{n_i - n_{i1}}{v}. \quad (13)$$

В уравнениях (11)–(13):

$\beta_{\text{пл}}$ – удельные капитальные вложения в платформу;

$\beta_{\text{бс}}$ – удельные капитальные вложения в береговые сооружения;

$\beta_{\text{тр}}$ – удельные капитальные вложения в трубопровод;

$L_{\text{три}}$ – длина трубопровода;

$C_{\text{уплдк}}$ – стоимость установки одного ПДК;

$C_{\text{вт}}$ – стоимость 1 км внутривнепромыслового трубопровода;

$C_{\text{шк}}$ – стоимость 1 км шлангокабеля;

$C_{\text{плдк}}$ – стоимость одного ПДК;

λ – расстояние от ПДК до платформы;

n_{i1} – число скважин, разбуриваемых с платформы.

Динамика дисконтированных суммарных капитальных вложений будет иметь вид:

$$C_{\Sigma i}^d(t) = \frac{C_{\Sigma i} e^{-\varepsilon \Delta t_{wi}} [1 - e^{-\varepsilon(t - \tau_{i1})}]}{\varepsilon(t - \tau_{i1})}. \quad (14)$$

Динамика дисконтированных эксплуатационных затрат, действующих до окончания разработки месторождения, определяется по формуле:

$$O_{di}(t) = e^{-\varepsilon \Delta t_{wi}} \int_{\tau_i}^t \frac{\psi (C_{\Sigma i} + C_{wi} n_i) (1 - e^{-\varepsilon(t - \tau_{i1})})}{\varepsilon(t - \tau_{i1})} \theta dt, \quad (15)$$

где ψ – доля от суммарных затрат; θ – срок действия лицензии.

Динамика чистого дисконтированного дохода (ЧДД) i -го месторождения:

$$\text{ЧДД}_i(t) = R_{di}(t) - C_{\text{скви}i}(t) - C_{\text{абу}i}(t) - O_{di}(t) - C_{\Sigma i}^d(t). \quad (16)$$

Динамика КИГ i -го месторождения будет иметь вид:

$$\text{КИГ}_i(t) = \frac{Q_{\text{нак}i}(t)}{Q_{zi}}. \quad (17)$$

Динамика показателя эффективности i -го месторождения:

$$W_i(t) = \text{ЧДД}_i(t) \cdot \text{КИГ}_i(t). \quad (18)$$

* ceil – наибольшее целое.

УДК 622.275

Показатель эффективности i -го месторождения достигает максимума при $t = t_{mi}$.

Таким образом, используя формулы (1)–(18), можно определить эффективность освоения i -го месторождения и группы из N месторождений.

Показатель эффективности группы из N месторождений будет равен:

$$W_N = \left[\sum_{i=1}^N \text{ЧДД}_i(t_{mi}) \right] \frac{\sum_{i=1}^N \text{КИГ}_i(t_{mi})}{N} \quad (19)$$

ТАБЛИЦА 1. Данные по месторождениям

Параметры	Размерность	Месторождения		
		Ленинградское	Русановское	им. В.А. Динкова
Извлекаемые запасы	млрд м ³	1777,6	356,4	390,7
Время строительства объектов обустройства	лет	10	9	9
Стоимость строительства эксплуатационной скважины	млрд руб.	3	3,2	3,1
Максимальный уровень добычи	млрд м ³ /год	50	26	28
Суммарный максимальный уровень добычи с учетом использования резервных мощностей	млрд м ³ /год	87,15	37,5	28
Количество скважин	шт.	69	36	39
Количество скважин, вводимых в эксплуатацию в год	шт.	8	5	8
Число скважин, разбуриваемых с платформы	шт.	21	12	21
Коэффициент ξ	–	0,46	0,51	0,46
Количество ПДК	шт.	8	4	3
Дебит скважин, ρ	млн м ³ /сутки		2	
Расстояние от ПДК до платформы	км		50	
Стоимость 1 км магистрального трубопровода	млрд руб./км		0,3	
Удельная стоимость морской платформы	руб. год/м ³		4	
Удельная стоимость береговых объектов обустройства	руб. год/м ³		5	
Стоимость ПДК на 6 слотов			22,7	
Стоимость 1 км шлангокабеля			0,304	
Стоимость 1 км внутрипромыслового трубопровода			0,338	
Стоимость установки ПДК, внутрипромыслового трубопровода, шлангокабеля и райзера	млрд руб.		1,35	
Стоимость аренды буровой установки в сутки			0,0945	
Норма дисконта	1/год		0,1	
Цена газа	руб./м ³		30	
Коэффициент ψ	–		0,3	
Срок действия лицензии, θ	лет		25	

ТАБЛИЦА 2. Расстояния между месторождениями и месторожд. Харасавэй (в км)

	Харасавэй	им. В.А. Динкова	Ленинградское	Русановское
Харасавэй		300	150	250
им. В.А. Динкова	300		125	4
Ленинградское	150	125		75
Русановское	250	4	75	

ТАБЛИЦА 3. Стоимость ПДК

	По данным работы [1], млн \$ США	С учетом инфляции, млн \$ США	В млн руб по курсу 90 руб./\$
Стоимость ПДК на 4 скважины	110–130	180	16 200
Стоимость ПДК на 6 скважин	160–175	252	22 680
Стоимость установки ПДК	8–12	15	1350
Стоимость аренды буровой установки в сутки	0,6–0,8	1,05	94,5
Стоимость 1 км шлангокабеля	2–2,5	3,4	304
Стоимость 1 км внутрипромыслового трубопровода	2,5	3,75	338

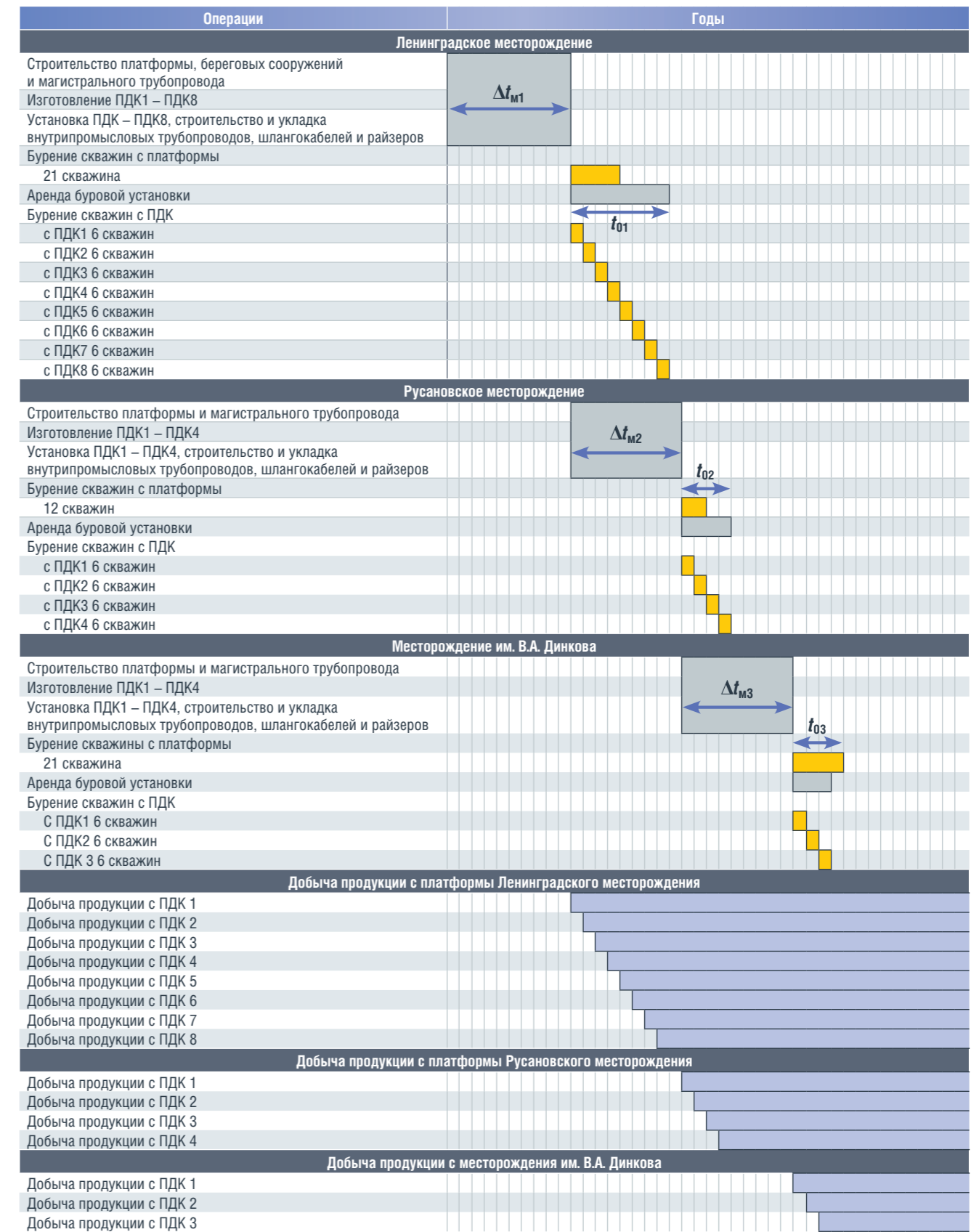
Варианты освоения группы газоконденсатных месторождений приамальского шельфа Карского моря

Рассмотрим группу месторождений, состоящую из месторождений Ленинградского, Русановского и им. В.А. Динкова, с данными, приведенными в таблице 1.

В таблице 2 приведены расстояния между месторождениями и месторожд. Харасавэй (в км).

Часть исходных данных, относящихся к подводным добычным комплексам (ПДК) и приведенных

ТАБЛИЦА 4. График освоения месторождений по варианту 2



в таблице 1, принята в соответствии с данными работы [3]. В таблице 3 приведены данные по стоимости ПДК на 4 и 6 скважин, стоимости их установки и аренде буровой установки согласно работе [3]. Данные пересчитаны в рубли с учетом инфляции в США за период с 2007 года по настоящее время, равной 50,64%.

Расчеты выполнены с помощью программы Mathcad 15 для четырех вариантов: **Вариант 1.** Независимый ввод в эксплуатацию месторождений, при котором освоение месторождений Ленинградского, Русановского и им. В.А. Динкова начинается с началом строительства объектов

РИСУНОК 1. Динамика добычи газа по варианту 2



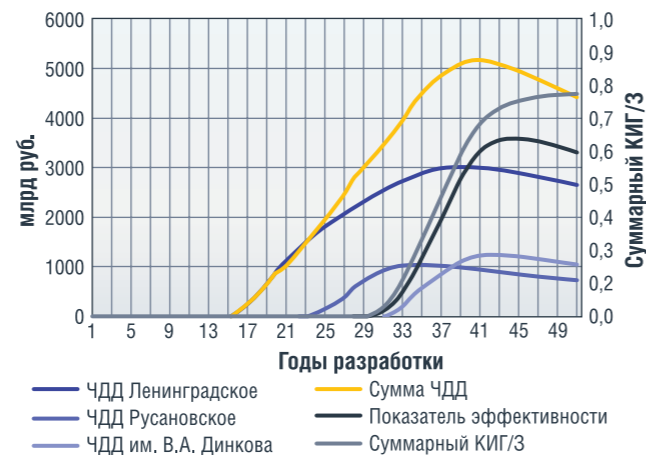
обустройства, которое начинается одновременно, по окончании которого начинается добыча газа с этих месторождений. Газ с каждой платформы месторождений Ленинградского, Русановского и им. В.А. Динкова направляется на берег (месторожд. Харасавэй).

Вариант 2. Строительство объектов обустройства Русановского месторождения начинается с началом добычи газа Ленинградского месторождения, а строительство объектов обустройства месторождения им. В.А. Динкова начинается с началом добычи газа Русановского месторождения.

Вариант 3. Строительство объектов обустройства Русановского месторождения начинается с момента выхода на максимальный уровень добычи Ленинградского месторождения, а строительство объектов обустройства месторождения им. В.А. Динкова начинается с момента выхода на максимальный уровень добычи Русановского месторождения.

Вариант 4. Строительство объектов обустройства Русановского месторождения начинается с момента начала падения максимального уровня добычи Ленинградского месторождения, а строительство

РИСУНОК 2. Зависимость ЧДД, КИГ и показателя эффективности от времени разработки месторождений по варианту 2



объектов обустройства месторождения им. В.А. Динкова начинается с момента начала падения максимального уровня добычи Русановского месторождения.

В вариантах 2–4 газ с платформы месторождения им. В.А. Динкова подается на платформу Русановского месторождения. Газ с платформы Русановского месторождения подается на платформу Ленинградского месторождения, а газ с платформы Ленинградского месторождения направляется на берег (месторожд. Харасавэй).

Движение денежных средств и их соответствующее дисконтирование начинается с началом строительства объектов обустройства месторождений.

В качестве примера в таблице 4 приведен график освоения месторождений по варианту 2.

На рис. 1 приведена динамика добычи газа по варианту 2, а на рис. 2 приведены зависимости ЧДД, КИГ и целевой функции от времени разработки месторождений. Расчеты показывают, что мощности технологического оборудования Ленинградского месторождения будут задействованы с 10 по 42 годы разработки, когда целевая функция достигает

ТАБЛИЦА 5. Данные по времени ввода месторождений в эксплуатацию и начала движения денежных средств

Параметры	Ленинградское месторождение	Русановское месторождение	Месторождение им. В.А. Динкова
Вариант 1			
Время ввода в эксплуатацию	10	0	0
Время начала движения денежных средств	0	0	0
Вариант 2			
Время ввода в эксплуатацию	10	19	28
Время начала движения денежных средств	0	10	19
Вариант 3			
Время ввода в эксплуатацию	10	27,6	36,6
Время начала движения денежных средств	0	18,6	34,7
Вариант 4			
Время ввода в эксплуатацию	10	33,5	43,8
Время начала движения денежных средств	0	24,5	34,8

ТАБЛИЦА 6. Результаты расчетов технико-технологических показателей

Параметры	Ленинградское месторождение	Русановское месторождение	Месторождение им. В.А. Динкова
Вариант 1			
Накопленная добыча, млрд м³	1230	253,3	278,8
КИГ, д.е.	0,692	0,711	0,714
ЧДД, млрд руб.	2971	988,7	1186
Суммарный КИГ/3	0,706		
Суммарный ЧДД, млрд руб.	5145,7		
Показатель эффективности	3632,9		
Суммарная накопленная добыча, млрд м³	1762,1		
Вариант 2			
Накопленная добыча, млрд м³	1230	253,3	278,8
КИГ, д.е.	0,692	0,711	0,714
ЧДД, млрд руб.	2924	1022	1230
Суммарный КИГ/3	0,706		
Суммарный ЧДД, млрд руб.	5176		
Показатель эффективности	3654,3		
Суммарная накопленная добыча, млрд м³	1762,1		
Вариант 3			
Накопленная добыча, млрд м³	1230	254,9	275,7
КИГ, д.е.	0,692	0,715	0,706
ЧДД, млрд руб.	2946	1015	1582
Суммарный КИГ/3	0,704		
Суммарный ЧДД, млрд руб.	5543		
Показатель эффективности	3902,3		
Суммарная накопленная добыча, млрд м³	1760,6		
Вариант 4			
Накопленная добыча, млрд м³	1230	255,2	280
КИГ, д.е.	0,692	0,716	0,717
ЧДД, млрд руб.	2971	1016	1226
Суммарный КИГ/3	0,708		
Суммарный ЧДД, млрд руб.	5213		
Показатель эффективности	3690,8		
Суммарная накопленная добыча, млрд м³	1765,2		

максимума, т.е. в течение 32 лет. Резервные мощности технологического оборудования Ленинградского месторождения будут задействованы с 19 по 38 годы разработки, т.е. примерно в течение 19 лет.

Аналогичные расчеты были выполнены для всех остальных вариантов.

В таблице 5 приведены данные по времени ввода месторождений в эксплуатацию и начала движения денежных средств для всех вариантов в годах разработки.

В аблице 6 приведены результаты расчетов технико-технологических показателей для четырех вариантов.

Из таблицы 6 следует, что оптимальным вариантом с точки зрения максимума суммарного ЧДД и показателя эффективности является вариант 3.

Выводы

- Предложена методика оценки эффективности освоения группы морских газовых и газоконденсатных месторождений.

- Выбрана целевая функция в качестве критерия для оптимизации технико-технологических решений при освоении группы месторождений.
- Показано, что более ранние сроки ввода в эксплуатацию месторождений, газ с которых подается на базовое месторождение группы, приводит к увеличению суммарного чистого дисконтированного дохода. ●

Литература

- Методический подход по выбору оптимальной схемы обустройства Русановского месторождения в акватории Карского моря / Оганов В.А., Мирзоев Д.А.О., Богатырева Е.В., Вольгемут Э.А. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 5 (365). – С. 36–41.
- Методика анализа зависимостей чистого дисконтируемого дохода от времени разработки месторождения / Богатырева Е.В., Вольгемут Э.А., Мирзоев Д.А.О., Оганов В.А. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2024. – № 2. – С. 29–35.
- Корниенко О.А. Разработка рациональных методов обустройства углеводородных месторождений арктического шельфа РФ: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.18. – Москва, 2007. – 99 с.

KEYWORDS: offshore fields, continental shelf, efficiency, efficiency indicators, optimization, methodology for efficiency assessment.

ЗАКАЧКА ВОЗДУХА И ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ как способ увеличения добычи

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕН АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ФОКУСИРУЮЩИЙСЯ НА СРАВНЕНИИ КЛАССИЧЕСКОЙ ДОБЫЧИ В РЕЖИМЕ ИСТОЩЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ, ПОДДЕРЖАНИЯ ДАВЛЕНИЯ ЧЕРЕЗ ЗАКАЧКУ АЗОТА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАКАЧКИ ВОЗДУХА, СОПРОВОЖДАЕМОЙ ВНУТРИПЛАСТОВЫМ ГОРЕНИЕМ. АКТУАЛЬНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ ОБУСЛОВЛЕНА НИЗКИМ КОЭФФИЦИЕНТОМ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА, КОТОРЫЙ НА ТЕКУЩИЙ МОМЕНТ СОСТАВЛЯЕТ 15–40%. В ПРОЦЕССЕ АНАЛИЗА ОЦЕНИВАЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬ КАЖДОГО МЕТОДА КАК ПО УВЕЛИЧЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ, ТАК И ПО ПРОИЗВОДСТВУ ВОДОРОДА В КАЧЕСТВЕ ПОБОЧНОГО ПРОДУКТА. АВТОРЫ РАССМАТРИВАЮТ ТРИ СПОСОБА РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИССЛЕДУЮТ ИХ ВОЗМОЖНОСТИ ПО ПОВЫШЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

THE ARTICLE PROVIDES AN ANALYSIS OF GAS CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT METHODS, FOCUSING ON A COMPARISON OF CLASSICAL PRODUCTION IN THE DEPLETION DRIVE MODE, MAINTAINING PRESSURE THROUGH NITROGEN INJECTION AND USING AIR INJECTION ACCOMPANIED BY IN-SITU COMBUSTION. THE RELEVANCE OF THE STUDY IS DUE TO THE LOW CONDENSATE RECOVERY FACTOR, WHICH CURRENTLY AMOUNTS TO 15–40%. THE ANALYSIS EVALUATES THE POSSIBILITY OF EACH METHOD BOTH TO INCREASE THE HYDROCARBON RECOVERY FACTOR AND TO PRODUCE HYDROGEN AS A BY-PRODUCT. THE AUTHORS CONSIDER THREE METHODS OF GAS CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT AND STUDY THEIR CAPABILITIES TO INCREASE THE HYDROCARBON RECOVERY FACTOR

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, повышение коэффициента извлечения углеводородов, поддержание пластового давления, закачка азота, разработка месторождения.

Горбушин Виталий Николаевич

студент, Тюменский индустриальный университет

Слободянина Оксана Игоревна

студент, Тюменский индустриальный университет

Панченко Илья Владимирович

специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Рахматуллин Олег Маратович

студент, Сколковский институт науки и технологий

Марочкин Николай Станиславович

студент, Тюменский индустриальный университет

Пурицкис Янис Валдисович

студент, Тюменский индустриальный университет

Забоева Марина Ивановна

доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, Тюменский индустриальный университет

Разработка газоконденсатных месторождений на сегодняшний день представляет собой важную задачу для нефтегазовой отрасли. Проблема низкого коэффициента извлечения углеводородов, особенно конденсата, требует внедрения новых технологий и методов, позволяющих увеличить общую добычу и минимизировать потери. Традиционный метод истощения пластовой энергии, применяемый на большинстве месторождений, имеет свои ограничения и недостатки, которые выражаются в значительных потерях полезных ископаемых и снижении эффективности разработки [3].

В этой связи исследование альтернативных технологий разработки, таких как закачка азота и использование внутрипластового горения с закачкой воздуха, становится все более актуальным [4, 5]. Эти методы позволяют как поддерживать необходимый уровень пластового давления, так и стимулировать химические реакции в пласте, приводящие к дополнительной добыче ресурсов. Особый интерес представляет возможность производства водорода – чистого энергоносителя, который становится все более востребованным в мировой энергетике [2, 6].

Целью данной работы является проведение сравнительного анализа трех методов разработки газоконденсатных месторождений, а также оценка их эффективности в условиях современных вызовов нефтегазовой отрасли.

Цели и задачи научной работы

Основная цель исследования – анализ и сравнение трех методов разработки газоконденсатного месторождения с целью определения наиболее эффективного метода, способного увеличить коэффициент извлечения

углеводородов и оценить перспективы получения водорода. Для достижения поставленной цели в ходе исследования были определены следующие задачи:

- Изучение традиционного метода разработки газоконденсатных месторождений в режиме истощения пластовой энергии.
- Анализ метода закачки азота для поддержания пластового давления.
- Рассмотрение новой технологии закачки воздуха и внутрипластового горения, с акцентом на получение водорода в пластовых условиях.
- Оценка эффективности каждого метода с точки зрения увеличения коэффициента извлечения углеводородов.

Анализ перспективных направлений дальнейших исследований и возможности их внедрения в практику нефтегазовой отрасли.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является газоконденсатное месторождение в Западной Сибири, которое характеризуется значительным потенциалом для увеличения добычи углеводородов благодаря применению новых технологий, таких как горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта. Характеристика пласта включает активную подстилающую воду и сложную геологическую структуру, что требует тщательного моделирования и подбора оптимальных методов разработки.

Для анализа эффективности различных методов разработки была создана гидродинамическая модель, включающая сектор залежи размером 5×3 км. Модель охватывала 15 эксплуатационных и 3 нагнетательные скважины. Все добывающие скважины управлялись в режиме поддержания давления на уровне 51 бар, в то время как в нагнетательных скважинах поддерживалось давление 231 бар. Это обеспечивало равномерное распределение нагнетаемого агента и поддержание пластового давления выше точки росы.

Классический метод разработки в режиме истощения пластовой энергии

Большинство газоконденсатных месторождений разрабатываются по схеме истощения пластовой энергии, что приводит к постепенному снижению пластового давления. В результате этого снижения происходит выпадение конденсата в пласте, что приводит к значительным потерям углеводородов, до 70% от потенциально возможного объема. На рисунке 1 представлена зависимость содержания тяжелых углеводородов от давления, что наглядно демонстрирует влияние истощения пластовой энергии на процесс добычи.

Для проведения моделирования был выбран сектор залежи с начальными запасами газа 3,679 млрд м³ и конденсата 1,247 млн тонн. Модель включала многокомпозиционные параметры и активную подстилающую воду, что способствовало более точному прогнозированию изменения параметров в пласте.

Модель является многокомпозиционной с активной подстилающей водой.

РИСУНОК 1. Зависимость содержания C5+ от давления

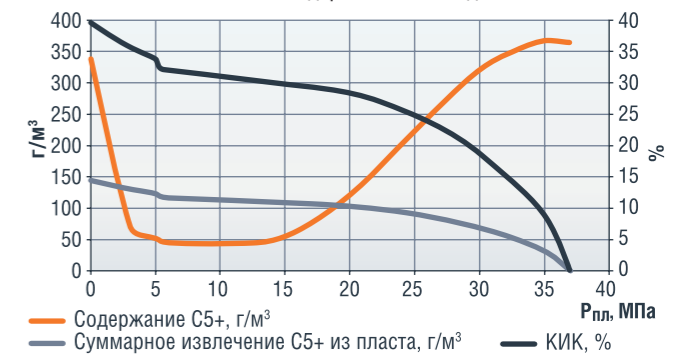


ТАБЛИЦА 1. Характеристики модели

Глубина, м	1421
Песчаность, д.ед.	0,6
Пористость, д.ед.	0,21
Проницаемость, мДарси	64
Водонасыщенность, д.ед.	0,2
Начальное содержание конденсата в газе, г/м³	337
Начальное пластовое давление, бар	228
Температура, °С	51

В результате 17-летней разработки в режиме истощения было добыто 1907 млн м³ газа и 168 тыс. тонн конденсата, при этом значительное количество ресурсов было извлечено в первые пять лет разработки. На рисунке 2 можно увидеть динамику изменения накопленной добычи, а на рисунке 3 – падение пластового давления, которое на момент завершения расчета составило всего 84 бар.

РИСУНОК 2. Гидродинамическая модель сектора

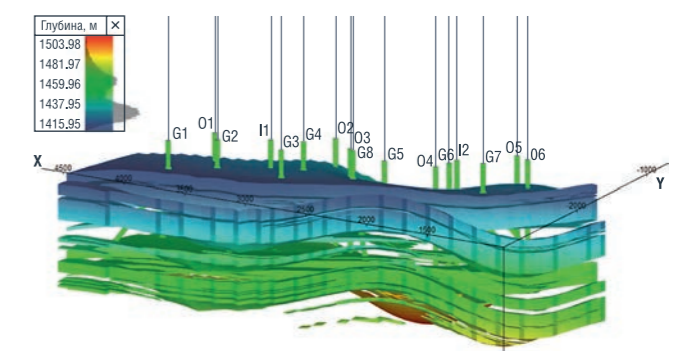
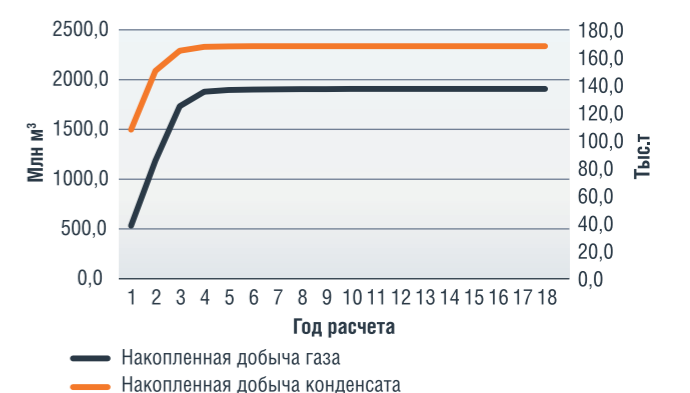


РИСУНОК 3. Накопленная добыча газа и конденсата при разработке на истощение



Метод закачки азота для поддержания пластового давления

Одним из наиболее эффективных методов поддержания пластового давления является закачка азота. Азот, благодаря своей инертности, не вступает в химические реакции с компонентами углеводородного пласта, что позволяет сохранить качество добываемых углеводородов и избежать образования побочных продуктов. Азот обладает низкой растворимостью в нефти и воде, что делает его идеальным агентом для поддержания пластового давления.

Моделирование показало, что закачка азота позволила увеличить добычу газа до 2050 млн м³, что на 141 млн м³ больше по сравнению с базовым сценарием. Добыча конденсата также значительно возросла и составила 340 тыс. тонн. На рис. 4 и 5 представлены результаты накопленной добычи газа и конденсата при использовании метода закачки азота.

РИСУНОК 4. Динамика падения давления

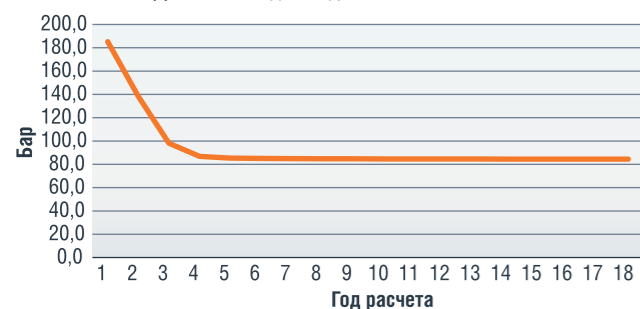
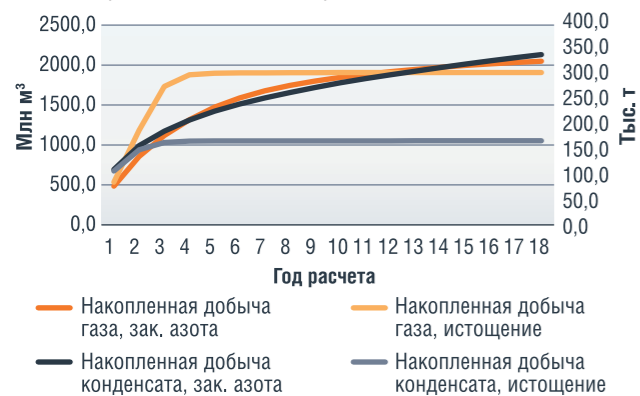


РИСУНОК 5. Накопленная добыча газа и конденсата при закачке азота по сравнению с базовым вариантом



Новый метод закачки воздуха для запуска реакций внутрипластового горения

Технология внутрипластового горения (ВПГ) представляет собой инновационный метод, который позволяет значительно увеличить извлечение углеводородов за счет химических реакций, протекающих в пласте. Закачка воздуха вызывает горение углеводородов, что сопровождается образованием тепла и повышением температуры в пласте. Это приводит к дополнительному извлечению углеводородов, а также образованию водорода, который может быть использован в качестве альтернативного источника энергии.

Водород образуется в процессе каталитических реакций, таких как паровой риформинг метана, водяной газовый сдвиг и парциальное окисление метана. На рисунках 6 и 7 представлена концентрация воздуха в ячейках модели и схема процесса внутрипластового горения [1].

РИСУНОК 6. Средневзвешенное пластовое давление при закачке азота и в базовом варианте

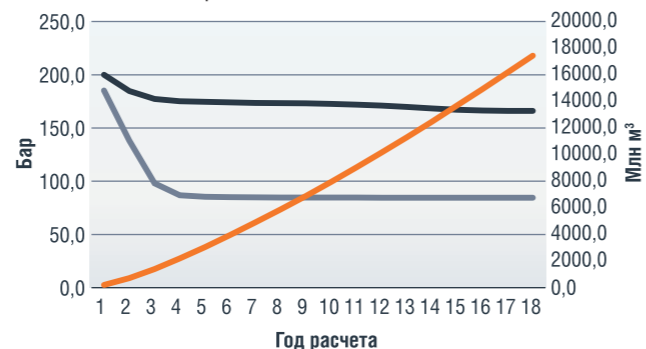
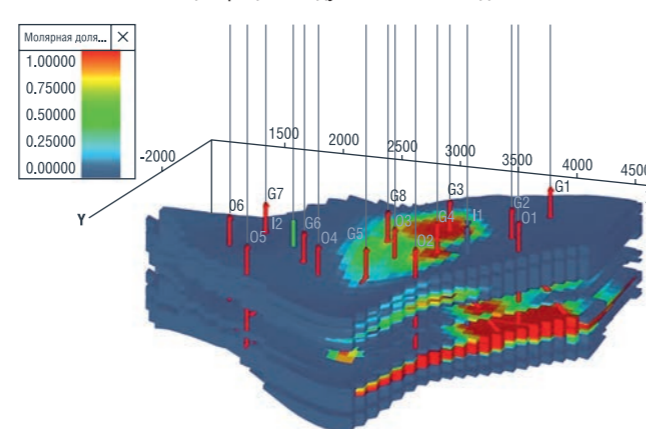


РИСУНОК 7. Концентрация воздуха в ячейках модели



Химические реакции, характеризующие внутрипластовое горение:

- Паровая конверсия метана (SMR):
 $CH_4 + H_2O = CO + 3H_2 - 206,1 \text{ кДж}$
 – эндотермическая реакция, обеспечивающая генерацию водорода и монооксида углерода, требующая внешнего источника тепла [7].
- Водяной газовый сдвиг (WGS):
 $CO + H_2O = H_2 + CO_2 - 206,4 \text{ кДж}$
 – экзотермическая реакция, приводящая к образованию дополнительного водорода и диоксида углерода.
- Термический крекинг метана:
 $CH_4 = C + 2H_2 - 206,4 \text{ кДж}$
 – процесс разложения метана на твердый углерод и водород при высоких температурах.
- Парциальное окисление метана:
 $CH_4 + 0,5O_2 = CO + 2H_2 + 35,6 \text{ кДж}$
 – реакция, в которой кислород, поступающий с воздухом, способствует образованию монооксида углерода и водорода.

- Углекислотная конверсия метана (DRM):
 $CH_4 + CO_2 = 2CO + 2H_2 - 247 \text{ кДж}$
 – реакция метана с диоксидом углерода, ведущая к формированию монооксида углерода и водорода.

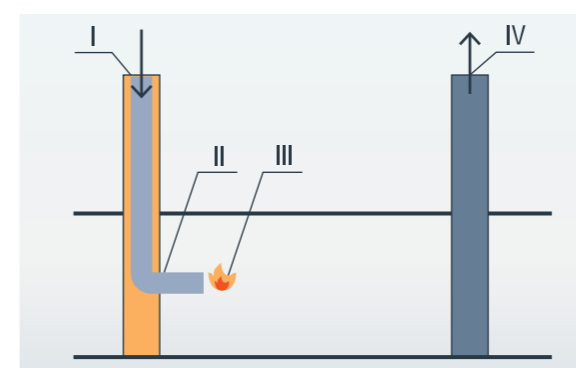
Закачка воздуха позволила увеличить добычу газа до 2076 млн м³ и конденсата до 317 тыс. тонн. Полученный в результате реакции водород можно использовать для дальнейших целей, что делает этот метод еще более привлекательным с экологической точки зрения.

Технология реализации внутрипластового горения

Инициализация процесса внутрипластового горения может быть выполнена с помощью глубинных электронагревателей, способных обеспечивать нагрев до 750 °С. Это способствует успешному запуску горения внутри пласта. Для поддержания данного процесса необходимо вводить в пласт смесь пара и воздуха. Стационарные парогенераторные установки способны производить до 2550 кг пара в час. В качестве топлива для работы парогенератора можно использовать метан, который может быть извлечен из водородсодержащего газа.

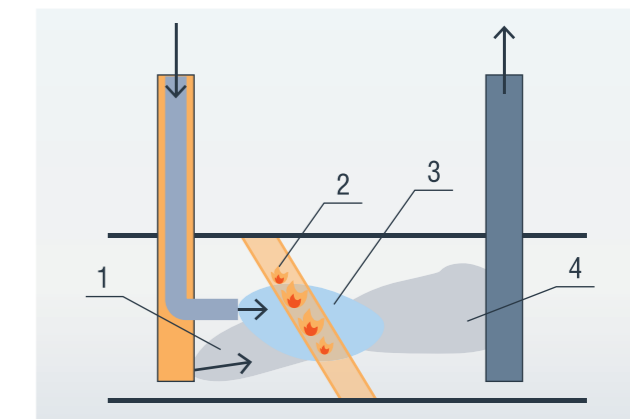
Для внедрения технологии внутрипластового горения рекомендуется проводить бурение боковых стволов нагнетательных скважин с целью контроля фронта горения и его инициализации. Запуск горения осуществляется на расстоянии от забоя с использованием нагревателя, расположенного в боковом стволе. В результате прорыв метана в основной ствол нагнетательной скважины сокращается (рисунок 8). Паровоздушная смесь с добавлением катализатора подается через основной ствол нагнетательной скважины. Катализатор, растворенный в воде, попадает в пласт, где вместе с метаном и породой нагревается до температуры, достаточной для протекания экзотермических реакций. Эти реакции затем поддерживают температуру самостоятельно.

РИСУНОК 8. Принципиальная схема подземной конструкции скважин



В пласте образуются четыре зоны: зона нагнетательной скважины (1), где присутствует переизбыток воздуха и пара, что не позволяет метановоздушной смеси воспламениться; зона катализатора (3), где концентрация кислорода и метана достаточна для химических реакций, зона горения (2) и зона, где реакции не могут происходить из-за недостаточной концентрации воздуха и низкой температуры (4) (рисунок 9).

РИСУНОК 9. Принципиальная схема процесса ВПГ



После запуска горения продолжается закачка сжатого воздуха и перегретого пара с катализатором. Контроль над подачей осуществляют специализированные устройства, обеспечивающие точное регулирование расхода и давления. Через месяц закачки перегретого пара температурные условия в удаленных зонах пласта поддерживаются за счет экзотермических реакций и работы катализатора, после чего подача пара может быть прекращена. В качестве катализаторов применяют эмульсии на основе минеральных масел с добавлением субмикронных частиц оксидов металлов, таких как железо, никель или кобальт, что уже использовалось в нефтяной промышленности. Эти катализаторы содержат никелевую соль (20–50 %) и углеводороды (50–80 %). Они помогают разрушать длинные углеводородные цепи, облегчая их переработку. Основная реакция термического крекинга метана приводит к образованию углерода и водорода. Изучение применения таких катализаторов на газовых месторождениях является важным направлением для дальнейшего исследования внутрипластового горения.

Процесс также включает мониторинг объема закачиваемого воздуха и состава добываемых газов для предотвращения возникновения взрывоопасных концентраций кислорода у забоя скважин.

Так же как и в случае закачки азота, объем воздуха регулируется таким образом, чтобы поддерживать пластовое давление выше точки росы. Важной частью процесса является очистка добытых газов от продуктов горения, таких как угарный и углекислый газ, для предотвращения коррозии и улучшения качества углеводородов.

Извлекаемый водородсодержащий газ имеет высокую коррозионную активность. Чтобы избежать разрушения оборудования, можно применять биметаллические трубы, устойчивые к коррозии и способные выдерживать высокие температуры. Важно учитывать, что температура водородсодержащего газа у забоя может быть очень высокой, что требует использования жаропрочных труб, таких как трубы, применяемые в процессах нефтяного крекинга, где температуры достигают 650 °С. Эти трубы легированы хромом, что увеличивает их жаропрочность и устойчивость к коррозии, особенно к воздействию углекислого газа, который образуется при горении. В процессе моделирования температура на скважине «G3» достигала 380 °С, что соответствует рабочему диапазону выбранных труб.

РИСУНОК 10. Схема наземной инфраструктуры для получения водорода и очистки товарного газа от продуктов горения

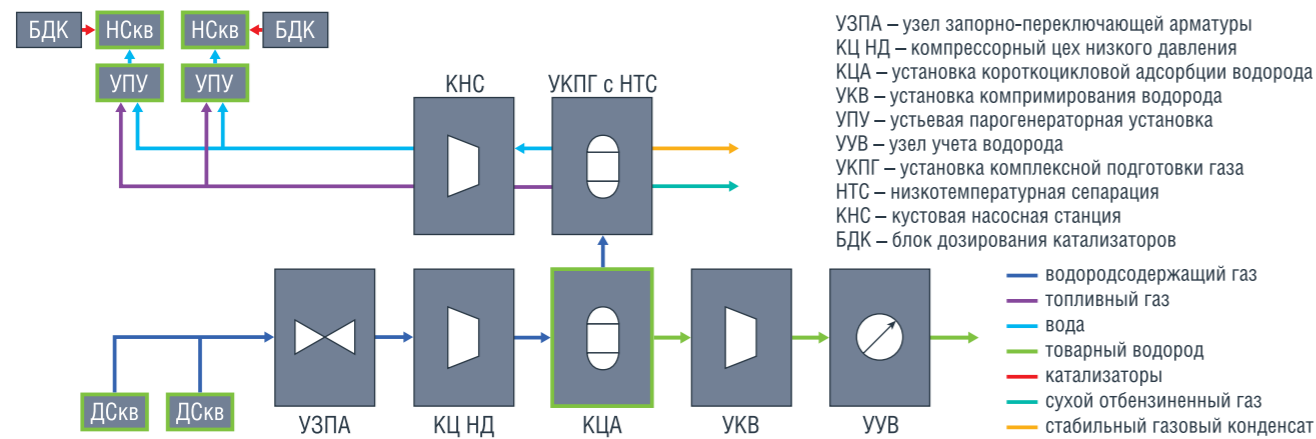


РИСУНОК 11. Накопленная добыча газа и конденсата при закачке воздуха по сравнению с базовым вариантом

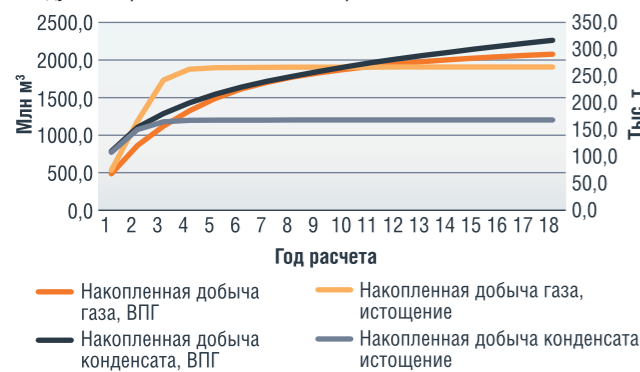
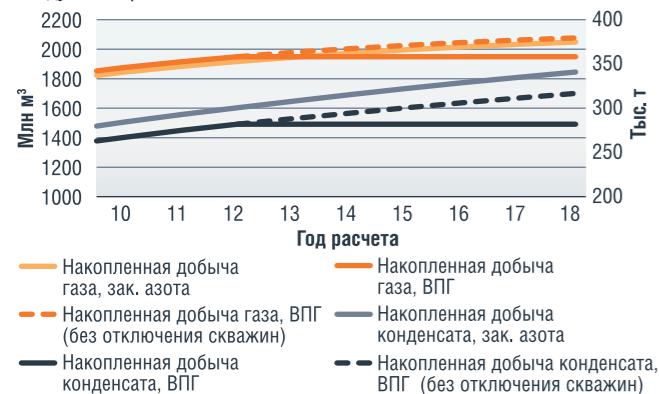


РИСУНОК 12. Накопленная добыча по компонентам при закачке воздуха по сравнению с закачкой азота



	Базовый вариант (истощение)	ППД с закачкой азота	ППД с закачкой воздуха без отключения скважин по критической концентрации	ППД с закачкой воздуха с отключением скважин по критической концентрации
Накопленный газ, млн м³	1907,4	2049,15	1949,51	2076,4
Накопленный конденсат, тыс. т	168,21	340,8	281,91	316,7

Для подготовки газа и конденсата, а также для получения товарного водорода требуются значительные инвестиции в инфраструктуру (рисунок 10). Ключевое оборудование включает установки короткоциклового адсорбции (КЦА), которые позволяют достигать чистоты водорода до 99,99%. В этих установках используются различные адсорбенты для удаления примесей: силикагель для удаления воды, активированный уголь для метана, цеолиты для углеводородов C2+ и оксид алюминия для азота.

Моделирование показало, что при закачке воздуха удалось добыть 2066 млн м³ газа и 316 тыс. тонн конденсата, что на 148 тыс. тонн больше базового варианта. При учете ограничения на концентрацию метана и воздуха добыча составила 1948 млн м³ газа и 281 тыс. тонн конденсата. Кроме того, при моделировании реакции горения в пласте было получено 6892 тонны водорода, из которых 2971 тонна была добыта с учетом остановки работы при достижении критических концентраций.

Результаты исследования показывают, что воздух является эффективным рабочим агентом для поддержания пластового давления, что видно на рисунке 12. ●

Литература

1. Романов К.А. Генерация водорода из метана в углеводородных пластах: перспективы и технологии // Нефтегазовые технологии. – 2021. – Т. 19, № 4. – С. 45–53. doi: 10.31089/2541-9185-2021-19-4-45-53.
2. Иванов С.А., Сидоров Д.В. Перспективы использования технологий внутрипластового горения для повышения коэффициента извлечения нефти // Вестник Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2023. – № 2. – С. 85–92. doi: 10.32500/2541-9583-2023-2-85-92.
3. Васильев А.Н. Экспериментальное исследование внутрипластового горения для генерации водорода из газоконденсатных залежей // Российский химический журнал. – 2022. – Т. 66, № 1. – С. 123–130.
4. Kim, H., Lee, Y., Oh, J. Hydrogen production from underground in situ combustion processes in hydrocarbon reservoirs: A review // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – Vol. 74. – P. 103142. doi: 10.1016/j.jngse.2020.103142.
5. Martinez, A., Santos, P., Alvarez, F. Potential of hydrogen production in porous media using in situ combustion technology // Energy & Fuels. – 2019. – Vol. 33, № 10. – P. 9123–9135. doi: 10.1021/acs.energyfuels.9b01789.
6. Петров В.И., Кузнецов М.Н. Использование азота и воздуха для закачки в пласт: сравнительный анализ для повышения нефтеотдачи // Технологии разведки и добычи. – 2021. – № 3. – С. 59–66.
7. Zhang, Y., Li, B., Yu, T. Evaluation of in situ hydrogen generation by catalytic steam reforming in natural gas reservoirs // Fuel. – 2022. – Vol. 309. – P. 122034. doi: 10.1016/j.fuel.2021.122034.

KEYWORDS: gas condensate field, increasing the hydrocarbon recovery coefficient, maintaining reservoir pressure, nitrogen injection, field development.

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

Глава Минэнерго ОАЭ заявил, что будущее цен на нефть зависит от стран, не входящих в ОПЕК

В начале 2015 г. министр энергетики ОАЭ С. Аль-Мазруи заявил, что положительные изменения цен на нефть могут начаться уже в 2015 г, если страны, не входящие в ОПЕК, будут действовать рационально в плане объемов добычи нефти. В то же время он отметил: «Мы не собираемся влиять на цены. Рынок должен сам себя отрегулировать».



• Комментарий Neftegaz.RU

Однако в течение 2015 года цены варьировались между 60 и 40 долл. за барр. В последующие годы, в стрессовые для рынка ситуации были и падения до 20 долл. за барр. (в 2020 г.) и взлеты до 120 долл. за барр. (в 2022 г.). Что касается невмешательства нефтяного альянса в рыночную ситуацию, то ОПЕК, на долю которого приходится



35% добычи нефти, не устоял от соблазна и уже не первый год его члены ограничивают добычу, пытаясь корректировать цены.

Через два года Солнечной Хиджры газификация регионов Ирана составит 100%

В январе 2015 г. глава национальной газовой компании Ирана сообщил, что 1120 из 1257 иранских городов уже подключены к сети природного газа, что составляет 96%, в 2015 году будет подключено еще 42 города, и этот показатель достигнет 98%, а для села 78%, при этом через два года Солнечной Хиджры газификация регионов Ирана составит 100%.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня более 95% населения, главным образом в городских районах Ирана, использует газ в качестве источника энергии. Газопроводной сетью, протяженность которой составляет 39 219 км, соединены 1253 города и 39 700 деревень. Большую часть

ресурса обеспечивает Южный Парс, на долю которого приходится 8% мировых запасов. Стопроцентной газификации страна так и не добилась, но результат в 95% – один из самых высоких в мире. Для сравнения: на начало 2024 года уровень газификации регионов России, по заявлению А. Новака, составил 74%.

Индийские экспортеры хотят рассчитываться с Россией в национальной валюте

В январе 2015 года Федерация индийских экспортных организаций направила в министерство промышленности и торговли план, который предусматривает переход в расчетах с Россией с долларов на рупии. Таким образом экспортеры хотят защититься от рисков, связанных с падением курса рубля.

• Комментарий Neftegaz.RU

С 2022 года торговые операции между Россией и другими странами все чаще заключаются в национальных валютах. В 2023 году торговый оборот между Россией и Индией составил почти 55 млрд долл., но операции проводились преимущественно в американской валюте, так как добиться равного спроса на рубли и рупии не удалось. В 2024 году 90% расчетов между Россией и Индией были совершены уже в национальных валютах. В августе Резервный банк Индии предложил использовать базовый обменный курс рупии к рублю, который может быть установлен ЦБ России и Индии, для чего страны должны подписать соответствующее соглашение. ●



ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ОПТИМИЗАЦИИ УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА НА КАМЧАТКОМ ГАЗПРОМЫСЛОВОМ УПРАВЛЕНИИ. НА ОСНОВЕ ДЕТАЛЬНОГО АНАЛИЗА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ "GIBBS" РАЗРАБОТАНЫ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА. ПРОВЕДЕННЫЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПОДТВЕРДИЛИ ВОЗМОЖНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА В РЕЖИМЕ РАБОТЫ ОДНОЙ КОЛОННЫ СТАБИЛИЗАЦИИ ПРИ СОХРАНЕНИИ ТРЕБУЕМОГО КАЧЕСТВА ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ. ПРЕДЛОЖЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ОБЕСПЕЧИВАЮТ СОКРАЩЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ УСТАНОВКИ С ОДНОВРЕМЕННЫМ ПОВЫШЕНИЕМ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ОСОБУЮ ЗНАЧИМОСТЬ РАБОТЕ ПРИДАЕТ ЕЕ ВКЛАД В УКРЕПЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КАМЧАТКОГО КРАЯ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

THE PAPER PRESENTS THE RESULTS OF A COMPREHENSIVE STUDY ON OPTIMIZING THE CONDENSATE STABILIZATION UNIT (CSU) AT THE KAMCHATKA GAS PRODUCTION DEPARTMENT. BASED ON DETAILED ANALYSIS OF THE EXISTING TECHNOLOGICAL SCHEME AND THERMODYNAMIC MODELING IN THE GIBBS SOFTWARE PACKAGE, INNOVATIVE SOLUTIONS HAVE BEEN DEVELOPED TO IMPROVE PRODUCTION ENERGY EFFICIENCY. PILOT TESTS HAVE CONFIRMED THE POSSIBILITY OF CSU OPERATION WITH A SINGLE STABILIZATION COLUMN WHILE MAINTAINING THE REQUIRED PRODUCT QUALITY. THE PROPOSED TECHNICAL SOLUTIONS PROVIDE A 50% REDUCTION IN PLANT ENERGY CONSUMPTION WHILE INCREASING THE EFFICIENCY OF HYDROCARBON RAW MATERIALS USE. THE WORK'S SPECIAL SIGNIFICANCE LIES IN ITS CONTRIBUTION TO STRENGTHENING THE ENERGY SECURITY OF THE KAMCHATKA TERRITORY THROUGH OPTIMIZED USE OF NATURAL RESOURCES

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, установка комплексной подготовки газа, стабилизация конденсата, энергоэффективность, оптимизация технологических процессов, ректификация, компьютерное моделирование, энергосбережение, термодинамическая эффективность, промысловая подготовка газа.

Кононов Алексей Викторович
главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

Манихин Олег Юрьевич
начальник отдела исследования технологических процессов ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

Павлович Артем Николаевич
начальник отдела режимно-наладочных испытаний ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

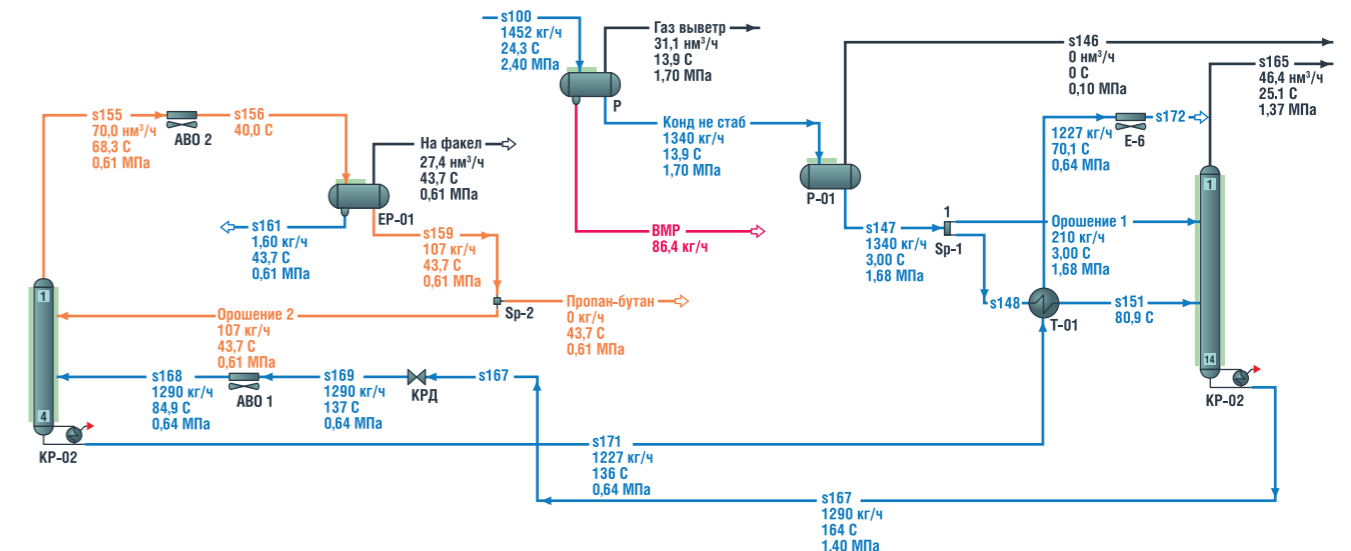
Гулак Мария Константиновна
ведущий инженер отдела энергосбережения ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

Проблема повышения энергоэффективности производственных процессов в газовой промышленности приобретает особую актуальность в современных условиях, когда рациональное использование энергоресурсов становится одним из ключевых факторов экономической эффективности предприятий. Особенно остро данная задача стоит перед удаленными производственными объектами, расположенными в районах со сложными климатическими условиями и ограниченной инфраструктурой, где стоимость энергоресурсов существенно превышает среднеотраслевые показатели.

Камчатское газопромысловое управление, осуществляющее разработку Кшукского и Нижне-Квакчикского газоконденсатных месторождений, является стратегически важным объектом, обеспечивающим энергетическую безопасность Камчатского края. Специфика географического положения и климатических условий региона предъявляет повышенные требования к надежности работы технологического оборудования и качеству подготовки углеводородного сырья. При этом удаленность

УДК 66.023

РИСУНОК 1. Расчетная модель фактической/проектной схемы УСК – при работе 2 колонн и 2 печей



от центров газопереработки и сложная логистика определяют необходимость поиска решений, позволяющих максимально эффективно использовать имеющиеся производственные мощности.

Анализ работы установки комплексной подготовки газа (далее – УКПГ) показал наличие значительного потенциала для оптимизации энергопотребления при сохранении требуемого качества товарной продукции. Комплекс объектов обустройства Кшукского и Нижне-Квакчикского газоконденсатных месторождений представляет собой сложную технологическую систему, обеспечивающую полный цикл добычи и подготовки углеводородного сырья. Технологическая цепочка включает добычу пластовой продукции, ее первичную сепарацию, низкотемпературную сепарацию газа, стабилизацию конденсата и подготовку товарного газа для подачи в магистральный газопровод [1, 2].

Установка комплексной подготовки газа является ключевым звеном производственной цепочки и включает несколько взаимосвязанных технологических комплексов, каждый из которых выполняет специфические задачи в процессе подготовки углеводородного сырья. Отдельного внимания заслуживает установка низкотемпературной сепарации газа Кшукского месторождения, спроектированная на производительность 750 тыс. м³/сут по сырому газу. Технологическая

схема установки обеспечивает эффективную очистку газа от механических примесей и глубокое извлечение капельной влаги, что является необходимым условием для дальнейшей транспортировки продукции потребителю. Более масштабной по производительности является установка низкотемпературной сепарации газа Нижне-Квакчикского месторождения, включающая три технологические линии с единичной производительностью 1,25 млн м³/сут. Реализованная схема с двумя рабочими и одной резервной линией обеспечивает необходимую надежность технологического процесса и возможность проведения планового обслуживания оборудования без существенного снижения производительности установки.

Особый интерес с точки зрения оптимизации энергопотребления представляет установка стабилизации конденсата, спроектированная на производительность 5400 кг/ч по нестабильному конденсату. Первоначально принятые проектные решения предусматривали последовательную работу двух колонн стабилизации, что обеспечивало высокую степень извлечения целевых компонентов, но требовало значительных энергетических затрат.

Теоретические исследования

Процесс стабилизации газового конденсата представляет собой сложный массообменный

процесс, эффективность которого определяется совокупностью термодинамических и гидродинамических факторов. Теоретический анализ показывает, что повышение давления в системе стабилизации приводит к существенному изменению характера фазового равновесия и, как следствие, влияет на эффективность разделения углеводородных фракций [3].

Для детального анализа термодинамики процесса стабилизации газового конденсата в программе комплексного моделирования технологических процессов промышленной подготовки, переработки и транспорта природного и попутного газа, газового конденсата и нефти ПО «GIBBS» разработана и адаптирована к реальным условиям эксплуатации расчетная компьютерная модель работы установки стабилизации конденсата (УСК) установки стабилизации конденсата (КГПУ).

Математическое моделирование процесса выполнялось для трех технологических схем эксплуатации оборудования в составе УСК:

- фактическая – режим работы УСК КГПУ с последовательной схемой эксплуатации колонн стабилизации конденсата (KP-01 и KP-02 в работе);
- колонна стабилизации KP-01 в работе, а KP-02 выведена в резерв;
- колонна стабилизации KP-02 в работе, а KP-01 в резерве.

Полученные данные расчетных моделей позволили оценить

ТАБЛИЦА 1. Результаты математического моделирования УСК на трех технологических режимах эксплуатации

Параметр	Фактический режим работы УСК	Модель фактического режима работы УСК	Модель в работе только КР-01 при давлении 1,4 МПа	Модель в работе только КР-01 при давлении 0,64 МПа	Модель в работе только КР-02 при давлении 1,4 МПа	Модель в работе только КР-02 при давлении 0,64 МПа
ДНП СК, кПа	57,3	57,8	57,9	57,8	57,7	57,8
Плотность СК при ст. усл., кг/м ³	735,8	727,5	728,9	727,2	728,61	728,76
Количество СК, т/ч	1240	1227	1211	1229	1224	1213
Потеря конденсата, кг/ч	0	0	16	+ 2	3	14
Расход газа на факел, м ³ /ч	н/д	27,4	0	73,3	0	79,2
Плотность потока газа на факел при ст. усл., кг/м ³	н/д	2,134	–	1,428	–	1,512
Расход газа на эжектор, м ³ /ч	н/д	46,4	79,5	0	75	0
Плотность потока газа на эжектор при ст. усл., кг/м ³	н/д	1,009	1,531	–	1,435	–
Расход топливного газа для печей подогрева конденсата, м ³ /ч*	48,75	48,75	24,38	24,38	24,38	24,38
Разделитель Р-0100						
Газ выветривания, м ³ /ч	н/д	0	0	22,2	0	22,2
Плотность ст. усл., кг/м ³	н/д	0	0	0,852	0	0,852
Колонна стабилизации КР-0100						
Объем газа стабилизации, м ³ /ч	н/д	46,4	79,5	51,1	В резерве	
Плотность газа стабилизации при ст. усл., кг/м ³		1,009	1,531	1,682		
Температура верха колонны, °С	24,7	25,1	74,5	49,1		
Температура кубовой части, °С	164	164	184	135		
Давление в колонне, МПа	1,37	1,4	1,4	0,64		
Колонна стабилизации КР-0200						
Объем газа стабилизации, м ³ /ч		27,4	В резерве		75	57
Плотность газа стабилизации при ст. усл., кг/м ³		2,134			1,435	1,774
Температура верха колонны, °С	67,8	68,3			92,6	73,6
Температура кубовой части, °С	145	136			184	136
Давление в колонне, МПа	0,61	0,64			1,4	0,64

материально-тепловой баланс установки, а также определить фактические и перспективные расчетные характеристики подготовленного сырья (газ стабилизации и стабильный конденсат) на выходе из УСК как при фактической последовательной технологической схеме эксплуатации колонн стабилизации, так и с работой каждой из колонн по отдельности (таблица 1).

При изучении термодинамики процесса особое внимание было уделено анализу влияния давления на коэффициенты активности компонентов в жидкой фазе. Расчеты показали, что при достижении давления в колоннах стабилизации 1,4 МПа наблюдается

оптимальное соотношение между движущей силой массопереноса и энергетическими затратами на создание необходимого температурного режима. Эффективность массообмена на тарелках увеличивается в среднем на 15%, что объясняется оптимизацией гидродинамического режима работы колонны [4, 5].

По результатам комплексного моделирования определена возможность оптимизации процесса стабилизации конденсата УСК УКПГ Нижне-Квакчикского ГКМ за счет внедрения технологической схемы эксплуатации с одноступенчатой стабилизацией конденсата, при которой в эксплуатации находится колонна

стабилизации КР-01, а КР-02 выведена в резерв. Данный вариант при сопоставимых с проектной схемой (последовательная схема эксплуатации колонн стабилизации конденсата: КР-01 и КР-02 в работе) показателях по выходу из УСК стабильного конденсата, обеспечивает экономию топливного газа до 20% за счет вывода в резерв 1-й печи подогрева конденсата по сравнению с базовым вариантом. Ключевым элементом оптимизированной схемы является организация эффективного рецикла газов стабилизации, а также достижение оптимального соотношения между степенью извлечения целевых компонентов и затратами на подготовку сырья.

Экспериментальные исследования

С целью подтверждения данных теоретических исследований о возможности эксплуатации установки стабилизации конденсата (далее – УСК) УКПГ Нижне-Квакчикского ГКМ по одноступенчатой технологической схеме стабилизации газового конденсата без переобвязки оборудования входящего в состав УСК (колонна стабилизации КР-01 в работе, КР-02 эксплуатируется в качестве переливного сосуда) в период с февраля по март 2024 года на действующей установке проведено два этапа экспериментальных исследований. Программа исследований была разработана с учетом существующего опыта и включала комплексную оценку всех технологических параметров процесса, в том числе оценивалось количество безвозвратных потерь газа и конденсата [6, 7].

Основными параметрами оценки эффективности работы объекта исследований являлось соблюдение граничных условий, предъявляемых к качеству подготовки товарного газа согласно СТО Газпром 089-210[8], а также требований к стабильному конденсату по ГОСТ Р 54389-2011[9].

На первом этапе проводились исследования базового режима работы установки стабилизации конденсата при последовательной технологической схеме эксплуатации колонн стабилизации (КР-01 в работе, КР-02 в работе) в течение 72 часов, что обеспечило получение статистически достоверного массива данных при различных эксплуатационных условиях. Производительность УСК по стабильному газовому конденсату (далее – СК) находилась в диапазоне от 16,2 до 25,4 т/сут при среднем ДНП СК 57,6 кПа, что создавало достаточный запас по отношению к нормативному значению 66,7 кПа. Физико-химические показатели товарного газа характеризовались высокой стабильностью: значение ТТРув находилось в пределах от «минус» 18,51 до «минус» 20,3 °С, плотность газа составляла 0,727 кг/м³, а показатель объемная теплота сгорания низшая не менее 35,57 МДж/м³. Среднесуточный режим УСК характеризовался следующими показателями:

- Р на входе в КР-01 1,21 МПа;
- Т верха КР-01 36,9 °С;
- Т куб. ч. КР-01 162,7 °С;
- Р на входе в КР-02 0,6 МПа;
- Т верха КР-02 70,3 °С;
- Т куб. ч. КР-02 142,4 °С;
- Объем вовлеченного газа стабилизации в поток товарного газа 413 м³/сут;
- Объем сжигаемой пропан-бутановой фракции 1341 м³/сут;
- Объем топливного газа для печей УСК 984 м³/сут;
- Энергопотребление насосного оборудования и АВО 333,6 кВт·ч/сут.

Второй этап исследований был посвящен изучению работы установки по перспективной схеме эксплуатации УСК: КР-01 в работе, КР-02 эксплуатируется в качестве переливного сосуда. Оптимизированная технологическая схема позволила осуществить масштабную реорганизацию работы установки с выводом в резерв значительной части технологического оборудования. Центральным элементом оптимизации стал вывод в резерв печи подогрева конденсата ПН-02. Данный технологический объект включает не только саму печь, но и комплексную систему топливоснабжения с узлами учета, регулирования и безопасности. Оптимизация коснулась также насосного парка второй ступени стабилизации. В резерв выведен целый комплекс динамического оборудования, включающий насосы подачи конденсата, насосные агрегаты системы орошения и циркуляционные насосы, аппараты воздушного охлаждения газов стабилизации.

Качественные показатели стабильного конденсата в оптимизированном режиме полностью соответствовали нормативным требованиям. В период испытаний, производительность УСК по СК по перспективной схеме эксплуатации находилась в диапазоне от 18,5 до 23,1 т/сут. при среднем ДНП СК 60,9 кПа, что соответствовало диапазону подготавливаемого СК при проектной схеме от 16,2 до 25,4 т/сут. Значение ТТРув товарного газа находилось в пределах от «минус» 18,3 до «минус» 21,3 °С, плотность газа составляла 0,728 кг/м³, а показатель объемная теплота

сгорания низшая не менее 35,6 МДж/м³. Среднесуточный режим характеризовался следующими параметрами:

- Р на входе в КР-01 1,17 МПа;
- Т верха КР-01 52,8 °С;
- Т куб. ч. КР-01 175,3 °С;
- Р на входе в КР-02 0,43 МПа;
- Т верха КР-02 36,0 °С;
- Т куб. ч. КР-02 113,0 °С;
- Объем вовлеченного газа стабилизации в поток товарного газа 904 м³/сут;
- Объем сжигаемой пропан-бутановой фракции 0 м³/сут;
- Объем топливного газа для печей УСК 588 м³/сут;
- Энергопотребление насосного оборудования и АВО 132 кВт·ч/сут.

Проведенные опытно-промышленные испытания полностью подтвердили результаты теоретического анализа и компьютерного моделирования. Комплексный анализ полученных результатов убедительно доказывает эффективность реализованных технических решений. Оптимизированный режим работы установки обеспечивает существенное – до 50% – снижение энергопотребления при полном сохранении качества товарной продукции на уровне нормативных требований, что подтверждает правильность выбранного направления модернизации производства.

Одним из ключевых достижений оптимизированной схемы является организация эффективного рецикла газов стабилизации. Хроматографический анализ состава газов стабилизации выявил значительное содержание ценных компонентов: метана – 15,2%, этана – 28,4%, пропана – 35,6%, бутанов – 18,8% и более тяжелых углеводородов (C5+) – 2,0%. Такой состав газов подтверждает и обуславливает целесообразность их повторного использования в технологическом процессе.

Исследование температурного профиля по высоте колонны подтвердило формирование более стабильного режима стабилизации. Температура верха колонны установилась на уровне 53 °С, что обеспечивает оптимальные условия для конденсации паров и возврата флегмы. В кубовой части колонны поддерживается

температура 175 °С, что достаточно для эффективного испарения легких фракций при сохранении умеренной тепловой нагрузки на систему.

Таким образом, в ходе проведения исследований на производственном объекте подтверждена возможность эксплуатации УСК УКПГ Нижне-Квакчикского ГКМ Камчатского ГПУ по перспективной схеме эксплуатации. Данная технологическая схема эксплуатации обеспечивает выполнение ранее определенных граничных условий по показателю ДНП СК. Реализованные мероприятиякратно увеличивают энергоэффективность УСК за счет:

- исключения безвозвратных потерь газа при сжигании пропан-бутановой фракции на факел с 1341 до 0 м³/сут.;
- сокращения количества потребляемого топливного газа с целью подогрева конденсата с 960 до 588 м³/сут.;
- снижения энергопотребления установки с 333,6 до 132 кВт·ч/сут.;
- увеличения объема вовлеченного газа стабилизации в поток товарного газа с 413 до 904 м³/сут.

Вклад в энергетическую и экологическую безопасность региона

Оптимизация работы установки стабилизации конденсата на КГПУ имеет стратегическое значение для энергетической безопасности Камчатского края. Проведенные исследования демонстрируют возможность качественного повышения эффективности использования природных ресурсов без дополнительных капитальных затрат на расширение производственных мощностей.

Анализ материальных потоков показывает, что исключение факельного сжигания газов стабилизации и сокращение потребления топливного газа позволяет ежегодно сохранять около 593 тыс. м углеводородного сырья. Эти ресурсы возвращаются в технологический процесс и в конечном итоге поступают потребителям в виде товарного газа. Учитывая изолированный характер энергетической системы Камчатского края, даже такое относительно небольшое увеличение ресурсной базы имеет

существенное значение для стабильности энергоснабжения региона.

Особую значимость реализованные технические решения приобретают в контексте повышения надежности газоснабжения. Вывод в резерв части технологического оборудования создает дополнительный запас производственной мощности, который может быть оперативно задействован при необходимости. Такой подход существенно снижает риски перебоев в поставках газа потребителям.

Экологический аспект реализованных решений также имеет важное значение для развития региона. Полное исключение факельного сжигания газов стабилизации и сокращение выбросов CO₂ на 968 тонн в год способствует улучшению экологической обстановки, что особенно важно для региона, где развитие туристической отрасли является одним из приоритетных направлений экономики.

Заключение

Проведенное исследование позволило разработать и успешно внедрить комплекс технических решений, обеспечивающих существенное повышение эффективности работы установки стабилизации газа Камчатского газопромышленного управления ООО «Газпром добыча Ноябрьск» при одновременном снижении энергопотребления. Основные результаты работы:

- на основе детального термодинамического анализа разработана оптимизированная технологическая схема установки стабилизации конденсата, обеспечивающая требуемое качество продукции при минимальных энергетических затратах. Экспериментально подтверждена возможность эффективной работы установки с использованием одной колонны стабилизации.
- Внедрение оптимизированной схемы позволило вывести в резерв значительную часть технологического оборудования, включая печь подогрева конденсата ПН-02 и соответствующее вспомогательное оборудование. Это привело к существенному

снижению энергопотребления и эксплуатационных затрат без ущерба для надежности технологического процесса.

- Достигнуто значительное повышение энергетической эффективности УСК:
 - * Сокращение потребления топливного газа на 39%;
 - * Снижение расхода электроэнергии на 60 %;
 - * Полное исключение потерь газа на факельной системе;
 - * Повышение эффективности использования вторичных энергоресурсов

Реализованные ООО «Газпром добыча Ноябрьск» технические решения создают основу для дальнейшего устойчивого развития региона. Компания демонстрирует возможность повышения эффективности использования природных ресурсов без масштабных капитальных затрат, что особенно важно в современных экономических условиях. Достигнутые результаты могут служить примером успешной оптимизации производства, обеспечивающей комплексный положительный эффект для региональной экономики. ●

Литература

1. Вякирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 880 с.
2. Гриценко А.И. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа / А.И. Гриценко, Т.Д. Островская, В.В. Юшкин. – М.: Недра, 1983. – 263 с.
3. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Капранов В.П. Переработка природных и попутных нефтяных газов. – М.: Химия, 1981. – 472 с.
4. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 1999. – 596 с.
5. Николаев В.В., Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. – М.: Недра, 2021. – 184 с.
6. Алиев З.С. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. – Печора: Печорское время, 2002. – 895 с.
7. Лалидус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. Газохимия. Первичная переработка углеводородных газов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2021. – 408 с.
8. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: ООО «Газпром экспло», 2010. – 19 с.
9. ГОСТ Р 54389 – 2011 Конденсат газовый стабильный. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2012. – 16 с.

KEYWORDS: gas condensate field, complex gas treatment unit, condensate stabilization, energy efficiency, process optimization, rectification, computer modeling, energy saving, thermodynamic efficiency, field gas treatment.

ОБЗОР ОПЫТА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОТКАЗОВ УЭЦН МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Тимашев Эдуард Олегович
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», профессор кафедры «Бурение скважин»

Волков Максим Григорьевич
генеральный директор, ООО «РН-Технологии», д.т.н.

Антонов Максим Сергеевич
старший эксперт, ООО «РН-Технологии», к.т.н.

Ирмашев Руслан Евгеньевич
начальник отдела развития технологий нефтегазодобычи управления развития инноваций и сопровождения ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Горидько Кирилл Александрович
главный технолог управления развития инноваций и сопровождения ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», к.т.н.

Вахитов Артур Маратович
специалист управления развития инноваций и сопровождения ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Шабонас Артурас Римо
соискатель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И УВЕЛИЧЕНИЕ РЕСУРСА УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ЯВЛЯЮТСЯ АКТУАЛЬНЫМИ ЗАДАЧАМИ ДОБЫВАЮЩИХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ, ТАК КАК НАПРАВЛЕННЫ НА ПОВЫШЕНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И СОКРАЩЕНИЕ ПОТЕРЬ И ПРОСТОЕВ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ ПРИ ОТКАЗЕ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ. ОДНО ИЗ СОВРЕМЕННЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАБОТ В ЭТОЙ ОБЛАСТИ – ЭТО ПРЕДИКТИВНАЯ АНАЛИТИКА С ЦЕЛЬЮ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ ОТКАЗОВ В РАБОТЕ УЭЦН. ПРЕДСТАВЛЕН АНАЛИЗ И СИСТЕМАТИЗАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ОТКАЗОВ УЭЦН ПО ДАННЫМ ОТКРЫТЫХ ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

INCREASING THE RELIABILITY AND LIFE CYCLE OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPS (ESP) IS AN URGENT CHALLENGE FOR PRODUCTION AND SERVICE COMPANIES, IN ORDER TO IMPROVE OPERATIONAL EFFICIENCY AND REDUCE LOSSES AND DOWNTIME IN OIL PRODUCTION IN CASE OF PUMP UNIT FAILURE. IN THIS AREA, ONE OF THE CURRENT TRENDS IS PREDICTIVE ANALYTICS FOR EARLY DETECTION OF FAILURES AND COMPLICATIONS IN ESP OPERATIONS. THIS PAPER SHOWS THE ANALYSIS AND SYSTEMATIZATION OF THE CONDUCTED RESEARCHES ON ESP FAILURE PREDICTION BASED ON THE OPEN LITERATURE SOURCES TO PRESENT DAY

Ключевые слова: установка электроцентробежных насосов, прогнозирование отказов, диагностика, машинное обучение.

Предиктивная аналитика – это область исследований, результаты которой позволяют принимать решения при высокой степени неопределенности исходных данных. Прогнозирование будущего состояния УЭЦН, как частный случай предиктивной аналитики, задача высокой сложности именно из-за высокой неопределенности исходных данных. Актуальность данной темы обоснована растущим фондом скважин, оборудованных УЭЦН, эксплуатируемых в условиях, характеризующихся все большим количеством осложняющих факторов с сопутствующими операционными затратами на добычу нефти и ремонт скважинного оборудования.

Способ скважинной добычи нефти с использованием УЭЦН является основным в Российской Федерации¹. Ключевыми отличиями УЭЦН, обуславливающими их широкое применение в механизированной добыче [1], являются

оптимальная эффективность при подъеме продукции с больших глубин в скважинах со сложной траекторией, широкий диапазон возможных подач насоса, относительное удобство управления при эксплуатации.

В то же время одним из недостатков УЭЦН являются их сложная конструкция и невозможность проведения ремонтно-восстановительных работ без спуско-подъемных операций (СПО).

¹ По данным центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (ЦДУ ТЭК): www.cdu.ru.

Основными негативными последствиями выхода оборудования из строя являются затраты на замену оборудования и ремонт скважины, а также потери в добыче нефти, связанные с простоем во время ремонтных работ [2]. В связи с этим одним из важных параметров, влияющих на операционную эффективность добычи нефти с УЭЦН, является наработка на отказ (ННО) глубинно-насосного оборудования (ГНО).

Средняя наработка на отказ (СНО) отличается как по нефтегазодобывающим предприятиям, так и по производителям УЭЦН, и зависит от условий эксплуатации. Согласно статистическим данным на 2022 г., межремонтный период (МРП) фонда УЭЦН за последние 12 лет увеличился с 646 до 918 суток. Ввиду того, что показатели МРП и СНО взаимосвязаны, увеличение одного параметра косвенно влияет на рост другого. Растущий тренд данных показателей связан с непрерывно проводимыми работами и мероприятиями как по повышению надежности УЭЦН, так и по повышению эффективности эксплуатации механизированных скважин, а технологический предел эксплуатации электроцентробежных насосов находится в диапазоне 5–10 лет [3], согласно лучшим практикам по работе УЭЦН. Таким образом, потенциал увеличения надежности не исчерпан, а своевременная диагностика аномальных состояний работы УЭЦН и проводимых мероприятий на скважинах позволяет улучшить показатели СНО и тем самым снизить операционные затраты.

В настоящее время область надежности погружного оборудования рассматривается в широком ряде публикаций. Существуют различные методики определения наработки на отказ, применяемые в нефтедобывающей отрасли [4], однако подходы к адресному прогнозированию отказов УЭЦН только прорабатываются и на данный момент времени не используются на практике в промышленном масштабе. При этом большинство исследований в этой области сосредоточено на создании моделей прогнозирования отказа УЭЦН на основании большого количества данных. Тем не менее оценка влияния дискретности, а также типа данных (данные телеметрии, технологического режима и

суточные параметры работы скважины, результаты разборов УЭЦН после отказа и другие) на прогностическую способность моделей не проводилась.

Целью данной работы является обобщение опыта прогнозирования отказов УЭЦН методами машинного обучения.

Предиктивная аналитика работы УЭЦН – основные подходы

Создание модели исследуемого объекта и ее использование для изучения характеристик объекта в процессах, интересующих исследователя, является стандартным подходом в науке и технике. В нефтегазовой отрасли при решении задачи определения надежности классическим примером эмпирической модели для оценки надежности ГНО являются статистические модели, строящиеся на основании фактической наработки оборудования. Обычно результаты статистической обработки данных представлены в виде численных показателей СНО и МРП, которые рассчитываются по фонду скважин с заданной периодичностью. Реже применяются подходы, основанные на построении кривых вероятности безотказной работы для анализа эксплуатационной и конструктивной надежности [4]. Следует отметить, что статистические модели используют лишь небольшую часть данных о работе фонда и оперируют средними показателями. Кривые надежности позволяют определить, например, ранние отказы УЭЦН и рост их числа во времени, однако они принимают во внимание лишь усредненные параметры. Эти модели применяются для стратегического планирования, в частности для обеспечения фонда скважин нефтегазодобывающего предприятия требуемым количеством ГНО. Естественным развитием статистических моделей стало их дополнение экспертными правилами, которые не получили широкого распространения при решении задачи прогнозирования отказов УЭЦН, но в настоящее время развились в системы дашбордов, «светофоров» и «цифровых помощников» инженеров по добыче нефти. Системы с учетом экспертных правил наглядно демонстрируют определенные проблемы с фондом скважин.

Закономерной эволюцией статистических моделей является прогнозирование с применением моделей машинного обучения (machine learning – ML), позволяющих оценивать возможность отказов УЭЦН по отдельным скважинам, а не по среднестатистическим параметрам работы фонда скважин. Применение подходов к созданию моделей, основанных на данных, частным случаем которых являются методы ML, позволяет существенно расширить пространство признаков и в дополнение к эмпирическим, явно наблюдаемым данным, использовать синтетические параметры, которые могут способствовать выявлению физических принципов работы оборудования.

Работы по применению методов искусственного интеллекта (ИИ), в частности, использование алгоритмов ML для решения задачи оценки надежности оборудования и прогнозирования его отказов, ведутся более 20 лет. Множество проведенных исследований обладает рядом ограничений и допущений, основные из которых связаны с анализируемыми данными (качеством и дискретностью) и недостаточностью формализации метрик оценки применяемых моделей:

- на заре исследований (до 2010 г.) по применению методов ML [5, 6], были предприняты попытки диагностики состояния оборудования и прогнозирования отказов УЭЦН с заявляемыми высокими результатами точности работы системы прогнозирования. Однако в работах [5, 6] и ряде следующих исследований отсутствует единое представление о точности модели, так как при описании параметра точности прогнозирования, авторами используются различные метрики или вовсе не указывается методика расчета [7, 8, 9, 10].
- позднее (2010–2020 г.), отечественными и зарубежными исследователями [2, 7, 11] были применены алгоритмы ML для диагностирования отклонений состояния системы от стабильной эксплуатации и классификации режимов работы. Применяемые подходы к решению задачи предиктивной аналитики описываются в общих чертах, без указания информации о размере датасета и дискретности используемых данных [12, 13, 14, 15, 16].

- в настоящее время (после 2020 г.) наблюдается значительный рост современных технологий, связанных с развитием ИИ алгоритмов ML. Несмотря на положительное влияние современных технологий в области предиктивной аналитики работы и прогнозирования отказов УЭЦН, в большинстве исследований наблюдается приемлемая точность прогнозов лишь в коротком интервале времени, что, по мнению авторов работ [17, 18, 19, 20], обуславливается определенными факторами, в числе которых использование данных недостаточного качества, а также использование динамических данных с малой дискретностью (низкочастотные данные) [21, 22, 23].

Ниже рассмотрены некоторые подходы к прогнозированию отказов УЭЦН методами ML, которые активно развиваются в последние годы.

В ряде исследований [22, 24, 25, 26] используется метод главных компонент (Principal Component Analysis – PCA), который применяется для улучшения операционных решений при планировании логистики ГНО для критически важных скважин, а также идентификации осложнений [35]. Например, в работе [24] авторам удалось построить модель PCA с дискретностью динамических данных одно значение в 20 мин. для 47 скважин и более чем 170 тысяч точек данных. В разработанной модели, благодаря использованию трех главных компонент, процесс обнаружения неисправностей УЭЦН был значительно упрощен и обеспечил интуитивно понятный способ мониторинга работы насосной установки. Авторами подчеркивается, что дискретность динамических данных с одним значением в 20 мин. недостаточна, что в совокупности с другими факторами, привело к относительно низкой точности 42,5%. В материалах работ [25, 26] решение поставленной задачи обеспечивается путем объединения метода PCA с другими алгоритмами ML. В работе [25] тестирование модели проводилось на выборке из 876 скважин с 53 контролируемыми параметрами, что позволило спрогнозировать отказ УЭЦН за несколько часов от его фактического времени выхода из строя. В то же время авторы работы [26] предварительно провели тщательную очистку

и стандартизацию данных с алгоритмами PCA, что позволило достичь среднего значения метрики «Area Under the ROC Curve» $AUC = 0,95$ для обучающей выборки и $AUC = 0,8$ для тестового набора данных с полнотой, равной 0,6. Таким образом, можно сделать вывод о том, что модели прогнозирования, разработанные с помощью метода PCA, могут быть использованы в качестве платформы мониторинга для распознавания динамических изменений и, следовательно, для прогнозирования развивающихся отказов в системе ЭЦН при условии повышения частоты динамических данных.

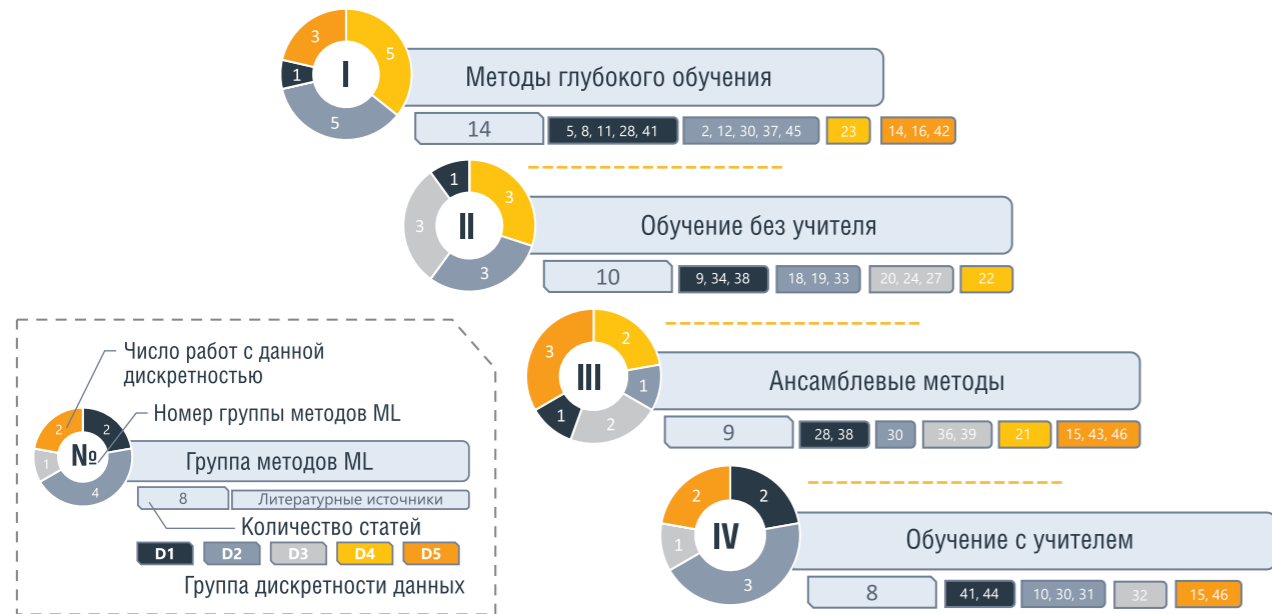
В статьях [18, 19] приведены примеры применения метода «Predictive Failure Analytics» (PFA), суть которого заключается в использовании комплексного подхода, включающего в себя алгоритмы ИИ, совокупность экспертно-статистических и физических знаний для прогнозирования отказов. На основании данных дискретностью одно значение в минуту более чем по 400 скважинам была разработана автоматизированная система PFA с точностью $Balanced Accuracy = 76\%$. Принцип действия системы заключается в информировании оператора о снижении остаточного срока службы ЭЦН путем анализа трендов следующих параметров: падение величины тока двигателя и его производительности, повышение температуры и рост вибрации двигателя с течением времени.

В работе [28] авторами был проведен сравнительный анализ различных методов ML таких, как: Random Forest Regressor, XGBoost Regression и Long Short Term Memory (LSTM). Объем анализируемой выборки состоял из более чем 30 тысяч необработанных данных, из которых 70% были использованы для обучения, а 30% для оценки точности, причем пропущенные значения были восстановлены на основании средних значений для каждого отдельного параметра. По итогам сравнительного анализа результатов расчета различных моделей было выявлено, что модели LSTM оказались наиболее подходящими для обнаружения аномалий до отказа УЭЦН, способны выявить закономерности в изучаемых данных и спрогнозировать тренд достижения пороговых значений показателей примерно за 60 сут. для 20 из 47 наблюдаемых скважин.

В работе [29] рассмотрены вопросы применения экспертных систем для оценки технического состояния узлов УЭЦН. Авторами предложена концепция интеллектуальной системы, включающая в себя экспертную систему (ЭС) поддержки принятия решений, основанную на знаниях, а также блок предварительной и глубокой обработки данных, включая компонент предиктивной аналитики, основанный на нейросетевых технологиях. В качестве примера реализации ЭС, была спрогнозирована неисправность УЭЦН в виде линейных трендов для ряда показателей с «коэффициентом уверенности» (Confidence for Correct Predictions) 0,7.

Исследование [30] – одна из работ, посвященных диагностике неисправностей УЭЦН. Авторами была построена комплексная гибридная модель (физическая модель скважины и ML) для прогнозирования причины и времени отказа УЭЦН. Для этого были использованы различные методы машинного обучения, такие как метод ближайших соседей (K-Nearest Neighbor – KNN), алгоритмы случайного леса, дерева решений (Decision Trees – DT) и многослойные перцептроны (Multilayered perceptron – MLP) на пяти периодах прогнозирования – от трех часов до 7 суток. В работе использованы высокодискретные данные (24,4 млн точек данных, 10 параметров, одно значение в минуту), а также применены различные метрики для комплексной оценки качества способов расчета точности (F1-Score, Confusion Matrix, коэффициент Каппа). В результате сравнительного анализа различных алгоритмов ML была определена лучшая модель прогнозирования – метод ближайших соседей KNN. На основе модели KNN были сформированы четыре различных типа дизайна моделей. Тип модели «А» использует все данные без предварительной обработки, тип модели «В» позволяет ввести физику в аналитический подход и сократить количество переменных, тип модели «С» разработан для определения взаимосвязи между газовым фактором (ГФ) и работой насоса, а также оценки их влияния на точность прогнозирования. Финальная модель «D», является рекомендованной авторами к применению, так как использует меньшее число переменных, чем тип

РИСУНОК 1. Диаграмма применяемых методов ML в задаче прогнозирования отказов УЭЦН, согласно обзору литературы



модели «С», но все еще учитывает эксплуатационные параметры (ГФ и производительность насоса). Модель «D» обладает следующими характеристиками: коэффициент Каппа-Коэна – 0,7–0,86, точность модели прогнозирования от 80 до 95 % на диапазоне прогнозирования трое суток. Лучшими прогнозными моделями в данной работе признаны гибридные модели, основанные на комбинации физической модели скважин и УЭЦН, а также модели машинного обучения данных, поступающих для анализа. Применение физических законов в гибридных моделях позволяет повысить качество и минимизировать ошибки прогнозирования за счет задания корректных граничных условий, происходящих процессов в скважине и УЭЦН.

Опыт использования основных методов ML в задачах прогнозирования отказов УЭЦН

При подготовке данного обзора было рассмотрено более 150 научных работ из открытых литературных источников, в которых описано применение методов ML в предиктивной аналитике работы нефтегазопромыслового оборудования. Верхнеуровнево их можно разделить по направлениям применимости в задачах виртуальной расходомерии и прогнозирования отказов оборудования, как подземного,

так и наземного. В диаграмму, представленную на рисунке 1, вошло порядка 40 работ, опубликованных за последние 20 лет, как в РФ, так и в мире, в которых представлены лишь результаты решения задачи прогнозирования отказов УЭЦН.

Обобщение и систематизация исследований предиктивной аналитики УЭЦН при решении задачи прогнозирования отказов позволило сформировать диаграмму (рисунок 1), в которую вошли работы по следующим группам методов ML:

- I – «Методы глубокого обучения», включающие в себя методы – LSTM, MLP, Нейронные сети, CNN [5, 8, 11, 2, 12, 14, 16, 23, 28, 30, 37, 41, 42, 45];
- II – «Обучение без учителя» (Метод главных компонент (PCA)) [9, 18, 19, 20, 22, 27, 24, 33, 34, 38];
- III – «Ансамблевые методы» (XG, Random Forest, Деревья решений) [15, 21, 28, 30, 36, 38, 39, 43, 46];
- IV – «Обучение с учителем» (SVN, KNN, ET, Деревья решений, Байесовские сети, SVR) [10, 15, 30, 31, 32, 41, 44, 46].

В свою очередь, рассмотренные работы внутри каждой из групп методов ML были разделены на следующие условные группы по дискретности данных (D), использованных в моделях: (D1) – высокодискретные данные без указания частоты получения параметров; (D2) – высокодискретные данные с частотой получения параметров

для прогнозирования: 1 раз в секунду – 1 раз в 2 минуты; (D3) – часовые данные с частотой: 3 раза в час – 1 раз в 2 часа; (D4) – суточные и статистические данные; (D5) – дискретность используемых параметров явно не указана. Анализ исследований, направленных на прогнозирование отказов УЭЦН (рисунок 1), показал разнообразие подходов к формулировке целей и задач исследований, их решению различными авторами. Во-первых, нет явного предпочтительного метода решения задачи прогнозирования отказов УЭЦН, во-вторых, применяемые исследователями датасеты обладают в основном дискретностью данных менее 1 часа.

Для методов группы I «Методы глубокого обучения» в 71 % случаев используются датасеты с дискретностью D1 и D2, и лишь одна из рассмотренных работ построена на суточных данных. Характерные достигнутые результаты: 84–89 % без уточнения параметра расчета [5, 8, 11, 28, 41] для высокодискретных данных с 5–30 используемыми динамическими параметрами; для суточных данных, состоящих из 340 тыс. точек F1-Score = 73 % на горизонте прогноза PF = 90 суток [23].

Исследования группы II «Обучение без учителя» в основном построены на датасетах, состоящих от 5 до более 20 динамических параметров с общим количеством точек 150–350 тыс. данных [20, 27, 24], с дискретностью D1 [9, 34, 38],

D2 [18, 19, 33], D3 [20, 27, 24], D4 [22]. Наиболее представительная успешность прогноза: ROC-AUC = 0,78 с полнотой прогноза 57 % [9, 34, 38]; Balanced Accuracy = 73 %, Recall = 56 %, True Negative Rate = 90 % [18, 19, 33]; Precision = 0,80; Recall = 0,60; F1-score = 0,71 на горизонте 7 суток [20, 27, 24].

В работах с применением ансамблевых методов (группа III) использованы от пяти до более 20 параметров. Для D4 [21] датасет состоял из 2077 отказов и более 20 динамических параметров с суточной дискретностью, достигнутая точность составляла от 60 до 88 %, в зависимости от срока, а краткосрочные прогнозы отказа за 1, 3 и 7 суток демонстрировали лучшее качество; в свою очередь, для D2 [30] использовано в модели 2,4 млн. точек с F1-Score от 80 до 95 % в зависимости от типа осложнения, коэффициент Карра = 0,86, период прогнозирования от трех часов до 7 суток.

Анализ работ группы IV «Обучение с учителем» показал, что использованы датасеты, состоящие от 9 до 36 динамических параметров с дискретностью D1, D2, D3, D5. Авторами данных работ, в большинстве своем, не полностью отражены метрики достигнутой успешности, например, в работе [32] точность и полнота прогнозов моделей в среднем составляет порядка 61%.

Таким образом, на сегодняшний день нет явного преимущества одной из групп методов ML при решении задачи прогнозирования отказов УЭЦН, однако результаты работ, в которых использованы «Методы глубокого обучения» или «Обучение без учителя», а также комбинация методов показывают несколько лучшие результаты. Например, анализ данных исследований последних лет указывает на увеличение применения методов машинного обучения, основанных на нейронных сетях и алгоритмах LSTM. Более того, прослеживается тренд на повышение успешности прогнозирования при увеличении дискретности датасета.

На рисунке 2 представлено распределение работ по годам (серые столбики гистограммы), которые посвящены прогнозированию отказов УЭЦН с применением методов машинного обучения и рассмотренные в данной статье. По правой оси

РИСУНОК 2. Количество рассмотренных работ в задаче прогнозирования отказов УЭЦН с использованием ML



ординат рисунка 2 отражена накопленная динамика увеличения количества работ (оранжевая пунктирная линия), указывающая на экспоненциальный рост. Данный тренд является индикатором роста интереса к теме прогнозирования отказов УЭЦН методами ML в научной и производственной среде, несмотря на то, что некоторая часть исследований могла не войти в настоящий обзор.

Развитие и внедрение информационных и цифровых технологий, в том числе в нефтегазовой отрасли, позволит адаптировать и применить более совершенные методы ML для решения задачи предиктивной аналитики.

Обсуждение результатов анализа литературы

На основании проведенного анализа, можно выделить три основных подхода к моделированию: во-первых, прогнозирование отказов УЭЦН без использования обучающих примеров, во-вторых, прогнозирование отказов УЭЦН с обучающими примерами, и, в-третьих, задание экспертных правил. Обучение без примеров может осуществляться методом главных компонент (PCA), который достаточно широко используется для диагностики работы УЭЦН и идентификации отказа. Большинство работ с применением метода главных компонент основано на высокодискретных данных и незначительном количестве случаев отказов УЭЦН. Если имеется информация об отказах, то используются методы обучения на примерах, к которым относятся искусственные нейронные сети, деревья решений и другие.

Методы нечеткой логики являются направлением, в правила которых закладываются экспертные знания [35], а их эффективность зависит от качества применяемых правил и данных.

Проблема недостаточного количества данных, по мнению многих авторов, является одним из факторов недостижения целевых показателей точности прогнозирования. На сегодняшний день, как в РФ, так и в мировой практике все больше количество данных консолидируется с более высокой дискретностью, что, во-первых, связано с трендом на всеобщую цифровизацию процессов, развитием цифровых двойников различных производственных процессов добывающих предприятий; а, во-вторых, с распространением более сложных с точки зрения контроля периодических режимов эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, на которых критически важным становится контроль параметров с высокой частотой замеров. Однако сложностью, с которой сталкиваются инженеры при разработке и внедрении системы прогнозирования отказов УЭЦН, является разрозненность данных, хранение их в разных базах данных и форматах, нередко встречаются и потери исторических данных по эксплуатации. Таким образом, важно не только получать большой объем данных с достаточной дискретностью для решения поставленных задач, но и организовывать процесс хранения и структуризации данных из различных источников (например, телеметрия со скважины, данные суточных замеров, информация об отказах по результатам разборов, и в целом информация о конструкции

скважин и геолого-физических характеристиках месторождения), то есть необходимо создание качественных датасетов для достижения более высокого качества прогнозирования. В результате обобщения рассмотренных в данной статье исследований сформирована диаграмма (рисунок 3) с распределением по частоте данных, используемых для создания ML моделей, которая показывает, что большая часть исследований основываются на высокодискретных данных.

Другая проблема связана с применением принципиально разных метрик при оценке качества результатов задачи прогнозирования отказов. Некоторые исследователи прогнозируют отказ как класс с некоторой «эмпирической вероятностью», другие оценивают количество суток до отказа, третьи пытаются оценить остаточной ресурс ГНО. Эффективность таких «разных» моделей оценивается различными способами. Исследователи применяют различные метрики: Accuracy, F1-Score, Precision, Recall, R², MAE или MAPE и другие – в зависимости от типа задачи (классификации или регрессии). Например, при решении задачи классификации часто используется метрика «точность», которая может быть, как точностью прогноза отдельного класса (Precision), так и точностью прогноза в целом (Accuracy). При решении задачи регрессии (прогноза значения, а не «эмпирической» вероятности) такая метрика как «точность» не используется, сравнить такую модель напрямую с моделью классификации нельзя. Однако возможно бинаризовать результаты прогнозирования в задаче регрессии, введя допущение, что те прогнозируемые значения, которые попадают, например, в интервал $\pm 15\%$, – это положительно спрогнозированный класс. В этом случае модели регрессии и классификации можно сравнить, используя некую метрику «точность». Следует учитывать условность такого сравнения ввиду более сложных моделей регрессии в задаче прогнозирования отказов УЭЦН: модели регрессии прогнозируют временной горизонт, в том время как при формулировке задачи классификации величина этого горизонта фиксируется. Другими словами, при сравнении таких моделей, соответственно

РИСУНОК 3. Частотность данных, используемых в моделях машинного обучения для прогнозирования отказов УЭЦН



и показателей их «точности», необходимо иметь в виду, что решаются разные задачи. Следствием этого является то, что у инженеров, принимающих решения на основе систем прогнозирования отказов, возникают трудности с интерпретацией результатов. Тем не менее для развития подходов к решению задачи прогнозирования отказов УЭЦН необходима детальная характеристика качества данных. В этой связи важной является задача разработки единых, понятных для всех подходов к оценке эффективности моделей, что позволит минимизировать недопонимание между исследователями и конечными пользователями метрик оценки качества моделей.

Выявлено, что большинство работ посвящено прогнозированию отказов в работе УЭЦН, для которых предлагаемые решения являются лишь одним из способов повышения операционной эффективности при управлении ресурсами нефтедобывающих предприятий. Рассмотренные работы в основном являются исследовательскими и практически не содержат опыта непосредственной реализации предлагаемых алгоритмов в бизнес-процессах добычи нефти предприятиями отрасли. На сегодняшний день метрики точности прогнозирования отказов УЭЦН недостаточны для их практической реализации производственными компаниями, при этом одной из причин этого является сложность обоснования внедрения систем в производство. Областью эффективного применения систем прогнозирования отказов УЭЦН,

в первую очередь, должны являться месторождения и скважины с относительно большими дебитами нефти, так как в этих случаях непредвиденный отказ, который приведет к незапланированному простою добывающего фонда, будет являться наиболее болезненным; внедрение подобных систем для месторождений с небольшими дебитами может быть менее эффективным [40]. Так, на высокодебитных скважинах потери от простоя могут значительно отразиться на прибыли, соответственно на них необходимо минимизировать простои, например, при помощи инструментов предиктивной аналитики. Кроме того, данное направление актуально для добычи углеводородов в условиях ограниченных поставок оборудования, например, на морских платформах и удаленных автономных месторождениях.

Заключение

В последнее десятилетие предиктивная аналитика работы УЭЦН, в частности, прогнозирование отказов, привлекает широкое внимание исследователей, но на сегодняшний день не выработан единый подход к применению методов и моделей машинного обучения при решении задачи прогнозирования отказов УЭЦН.

Несмотря на общий рост показателей по метрикам в рассматриваемых исследованиях, применяемые модели не отвечают качественным требованиям для принятия решений. При этом в большинстве исследований приемлемая эффективность прогнозных моделей достигается

в период времени от одной до двух недель. Выявлена необходимость повышения качества входных данных, проведение этапа их предварительной обработки с применением современной аналитики, в том числе методами искусственного интеллекта, а также использования при построении моделей на высокодискретных данных с частотой получения параметров менее часа. Особое внимание при обучении моделей необходимо уделять данным, в которых имеются аномалии, изменение и динамика которых приводят к отказу УЭЦН.

Однозначно, перспективным направлением является создание гибридных предиктивных моделей на основе нескольких методов машинного обучения, использующих не только промысловые данные, но и данные вычислительных экспериментов. ●

Литература

1. Волков М.Г., Халфин П.С., Топольников А.С. Обоснование выбора области применения новых механизированных способов эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 3. – С. 96-100. – URL: 10.24887/0028-2448-2019-3-96-100 (дата обращения: 30.07.2024).
2. Пашали А.А., Волков М.Г., Жонин А.В. Экспертная система диагностики электроцентробежных насосов // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7. – № 1. – С. 117–120.
3. Lastra R. Achieving a 10-year ESP Run life // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – 245 p. – URL: https://doi.org/10.2118/185149-MS (дата обращения: 20.06.2024).
4. Мельниченко В.Е. Оценка влияния основных технологических характеристик добывающих скважин на ресурс погружных электроцентробежных насосов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – М., 2017. – 170 с.
5. Коровин С.Я., Артамонов Р.А., Назаров В.Ю. Развитие информационных систем основного производства ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 10. – С. 12-14.
6. Атнагулов А.Р., Ишемгузин И.Е. Прогнозирование работки на отказ электроцентробежного насоса перед спуском в скважину и оценка его остаточного ресурса при эксплуатации // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 102–105.
7. Thornhill D.G., Zhu D. Fuzzy analysis of ESP system performance // Proceedings. Annual Technical Conference and Exhibition. – 2009. – 317 p. – URL: https://doi.org/10.2118/123684-MS (дата обращения: 01.07.2024).
8. Han G., Chen M., Zhang H., Ling K. Real-time monitoring and diagnosis of electrical submersible pump // Proceedings. Annual Technical Conference and Exhibition. – 2015. – 2083 p. – URL: https://doi.org/10.2118/174873-MS (дата обращения: 20.09.2024).
9. Sherif S. Predictive data analytics for effective electric submersible pump management // Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2019. – URL: https://doi.org/10.2118/198759-MS (дата обращения: 30.09.2024).
10. Castellanos M.B. Fault identification using a chain of decision trees in an electrical submersible pump operating in a liquid-gas flow // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Т. 184. – С. 106-490. – URL: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106490 (дата обращения: 15.08.2024).
11. Малышев А.С., Пашали А.А., Маркелов Д.В. Применение элементов искусственного интеллекта для диагностирования неисправностей электроцентробежных насосов в системе мониторинга Rosneft-WellView // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 80–83.
12. Шубин С.С., Салахов Т.Р., Ямалиев В.У. Анализ технического состояния установок электроцентробежных насосов с применением математического аппарата искусственной нейронной сети // Проблемы геологии и освоения недр. тр. XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2012. – С. 405–407.
13. Adesanwo M. Advanced Analytics for Data-Driven Decision Making in Electrical Submersible Pump Operations Management // Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2017. – URL: https://doi.org/10.2118/189119-MS (дата обращения: 20.09.2024).
14. Топольников А.С. Машинное обучение для механизированной добычи нефти // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 5(113). – С. 14-19.
15. Celemin A., Estupiñan D. A., Ricardo N Model Comparison for Esp Run-Life Prediction: Classic Statistics Vs. Machine Learning // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2021. – URL: https://doi.org/10.2118/206028-MS (дата обращения: 05.08.2024).
16. Mahmoud M. A., AbuObida M., Mohammed O., Hassan A. M., Mahmood M. A. Application of Artificial Neural Networks in Predicting Discharge Pressures of Electrical Submersible Pumps for Performance Optimization and Failure Prevention // Paper presented at the ADIPEC. – 2023. – URL: https://doi.org/10.2118/216598-MS (дата обращения: 10.09.2024).
17. Шабонас А.П. Оптимизация работы электроцентробежного насоса для повышения работки на отказ // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 8(632). – С. 30–36. – URL: 10.33285/0207-2351-2021-8(632)-30-36 (дата обращения: 30.07.2024).
18. Shejuti S., Yocheved G., Thomas A. W., Babak A., Furlong E. R., Baker H. Predicting Electrical Submersible Pump Failures Using Artificial Intelligence and Physics-Based Hybrid Models // Case Study. – 2023.
19. Shejuti S., Furlong T., Baker H. Case Study: Predicting Electrical Submersible Pump Failures Using Artificial Intelligence and Physics-Based Hybrid Models // SPE Gulf Coast Section – Electrical Submersible Pumps Symposium. – 2023. – DOI: 10.2118/214722-MS.
20. Abdalla R., Samara H., Perozo N. Machine learning approach for predictive maintenance of the electrical submersible pumps // ACS omega. – 2022. – V. 7(21). – P. 17641–17651. – URL: https://doi.org/10.1021/acsomega.1c05881 (дата обращения: 10.09.2024).
21. Khabibullin R.A., Shabonas A.R., Gurbatov N.S., Timonov A.V. Prediction of ESPs Failure Using ML at Western Siberia Oilfields with Large Number of Wells // Society of Petroleum. – URL: 10.2118/201881-RU (дата обращения: 15.08.2024).
22. Yang J. Fault diagnosis of electric submersible pump tubing string leakage // ESS Web of Conferences. – 2021. – Т. 245. – P. 10-42. – URL: https://doi.org/10.1051/e3sconf/20212451042 (дата обращения: 23.08.2024).
23. Melo R. A. Lastra, Worth D. J., S. Swaffield. Assessment of Real-Time ESP Failure Prediction Using Digital Twin, Machine Learning and Damage Modelling // Paper presented at the Gulf Coast Section – Electric Submersible Pumps Symposium. – 2023. – URL: https://doi.org/10.2118/214725-MS (дата обращения: 14.08.2024).
24. Peng Long, Han Guoqing, Sui Xianfu, Arnold Landjobo Pagou, Zhu Liying, Shu Jin Predictive Approach to Perform Fault Detection in Electrical Submersible Pump Systems // ACS Omega. – 2021.
25. Cardona L.E., Vivas S.P.J., Joya B. Failure Prediction Methodology for ESP and Operational Behavior // Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port of Spain. – 2023. – URL: https://doi.org/10.2118/213140-MS (дата обращения: 01.09.2024).
26. Abdalla R., Al-Hakimi W., Perozo N., Jaeger P. Real-Time Liquid Rate and Water Cut Prediction From the Electrical Submersible Pump Sensors Data Using Machine-Learning Algorithms // ACS Omega. – 2023.
27. Peng L. Electric submersible pump broken shaft fault diagnosis based on principal component analysis // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Т. 191. – P. 107-154. – URL: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107154 (дата обращения: 20.07.2024).
28. Devshali S., Tripathi S., Dooda D., Kumar M., Uniyal R., Yadav M., Malhotra S. Predicting ESP failures Using Artificial Intelligence for Improved Production Performance in One of the Offshore Fields in India // ADIPEC held in Abu Dhabi. – 2022. – URL: 10.2118/211031-MS (дата обращения: 30.07.2024).
29. Лакман И.А., Араглитов А.А., Садиқова Л.Ф. Анализ возможности применения методов машинного обучения в предиктивной аналитике для определения вероятности отказов установок электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 9. – С. 132-136. – URL: 10.24887/0028-2448-2024-9-132-136 (дата обращения: 30.07.2024).
30. Al-Ballam S., Karami H., D. Devegowda. A Hybrid Physical and Machine Learning Model to Diagnose Failures in Electrical Submersible Pumps // Paper presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. – 2023. – URL: https://doi.org/10.2118/214632-MS (дата обращения: 30.07.2024).

31. Blanckaert T., Subervie Y. M. Real-time data and expert system combine to develop artificial lift predictive diagnostics // Production and Operations Symposium. – 2013. – URL: https://doi.org/10.2118/164497-MS (дата обращения: 10.09.2024).
32. Guo D., Raghavendra C.S., Yao K., Harding M., Anvar A., Patel A. Data driven approach to failure prediction for electrical submersible pump systems // Western Regional Meeting 2015: New Horizons Through Enabling Technology. – 2015. – 967 p. – URL: https://doi.org/10.2118/174062-MS (дата обращения: 15.09.2024).
33. Gupta S., Saputelli L., Nikolaou M. Applying big data analytics to detect, diagnose, and prevent impending failures in electric submersible pumps // Proceedings. Annual Technical Conference and Exhibition. 2016. – URL: https://doi.org/10.2118/181510-MS (дата обращения: 20.09.2024).
34. Abdelaziz M., Lastra R., Xiao J. J. ESP data analytics: Predicting failures for improved production performance // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – 2017. – URL: https://doi.org/10.2118/188513-MS (дата обращения: 25.09.2024).
35. Vaprev V.A., Kuzmin M.I., Ponomareva A. I. Review of international practices in diagnostics and accidents forecasting for units // OJ. – 2024. – P. 84–89. – URL: https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-1-84-89 (дата обращения: 10.09.2024).
36. Sneed J. Predicting ESP Lifespan with Machine Learning // Paper presented at the Unconventional Resources Technology Conference. – 2017. – URL: https://doi.org/10.15530/URTEC-2017-2669988 (дата обращения: 23.08.2024).
37. Jansen van Rensburg Usage of Artificial Intelligence to Reduce Operational Disruptions of ESPs by Implementing Predictive Maintenance // Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – 2018. – URL: https://doi.org/10.2118/192610-MS (дата обращения: 01.07.2024).
38. Bhardwaj A.S. Real-Time Monitoring and Predictive Failure Identification for Electrical Submersible Pumps // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – 2019. – URL: https://doi.org/10.2118/197911-MS (дата обращения: 10.07.2024).
39. Andrade M. A. Well and Component Failure Prediction in Advance using Engineered Analytics-A Breakthrough in Minimizing Unscheduled Subsurface Deferrals // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – 2019. – URL: https://doi.org/10.2118/197806-MS (дата обращения: 10.07.2024).
40. Khabibullin R., Krasnov V. Do no harm – or when there is an advantage from the oil production equipment failures prediction // Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – 2012. – URL: https://doi.org/10.2118/161973-MS (дата обращения: 08.10.2024).
41. Orru P.F., Zoccheddu A., Sassu L., Mattia C., Cozza R., Arena S. Machine Learning Approach Using MLP and SVM Algorithms for the Fault Prediction of a Centrifugal Pump in the Oil and Gas Industry // Sustainability. – 2020. – URL: https://doi.org/10.3390/su12114776 (дата обращения: 30.09.2024).
42. Lastra R., Faris T. Computer Vision for Real-Time ESP Failure Detection and Diagnostics // Paper presented at the 23rd World Petroleum Congress. – 2021.
43. Kamik S., Yenuganti N., Firmansyah J.B., Supriya N., Prasanna M.M., Asim M. Automated ESP Failure Root Cause Identification and Analyses Using Machine Learning and Natural Language Processing Technologies // Paper presented at the Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium. – 2021. – URL: https://doi.org/10.2118/204519-MS (дата обращения: 06.09.2024).
44. Lastra R. A., Jinjiang X. Machine Learning Engine for Real-Time ESP Failure Detection and Diagnostics // Paper presented at the Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition. – 2022. – URL: https://doi.org/10.2118/206935-MS (дата обращения: 10.09.2024).
45. Sindi W., Fruhwirth R., Gamsjäger E., Herbert H. Production Optimization Using Integrated Modelling and Survival Analysis Based on Historical Data and Machine Learning // Paper presented at the ADIPEC. – 2023. – URL: https://doi.org/10.2118/216990-MS (дата обращения: 05.09.2024).
46. Sawafi A., Kazem A., Ganat A.T., Al S.F. Developing an ESP Lifespan Predictive Model Using Artificial Intelligence: A Case Study On an Omani Oilfield // Paper presented at the Conference at Oman Petroleum and Energy Show. – 2024. – URL: https://doi.org/10.2118/218601-MS (дата обращения: 09.09.2024).

KEYWORDS: electric submersible pump, ESP failure prediction, ESP diagnostics, machine learning.

РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ ЛОГИКИ ПУСКА ПЕЧИ ДОЖИГА

установки утилизации сероводородного газа и производства гранулированной серы

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА ПУСКА ПЕЧИ ДОЖИГА УСТАНОВКИ УТИЛИЗАЦИИ СЕРОВОДОРОДНОГО ГАЗА И ПРОИЗВОДСТВА ГРАНУЛИРОВАННОЙ СЕРЫ. В ПРОЦЕССЕ ЗАПУСКА ПЕЧИ ДОЖИГА В ЗИМНИЙ ПЕРИОД НЕ РЕДКО ВОЗНИКАЕТ ПРОБЛЕМА, КОТОРАЯ НЕ ТОЛЬКО ЗАТРУДНЯЕТ ЗАПУСК ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО АППАРАТА В РАБОТУ, НО И СОЗДАЕТ АВАРИЙНУЮ СИТУАЦИЮ. БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ РФ НАХОДЯТСЯ В УМЕРЕННОМ КЛИМАТИЧЕСКОМ ПОЯСЕ, ГДЕ СРЕДНЯЯ ТЕМПЕРАТУРА ЗИМОЙ КОЛЕБЛЕТСЯ В ДИАПАЗОНЕ ОТ МИНУС 15–20 °С ДО МИНУС 30–35 °С. ПОЭТОМУ ОСОБЕННОСТИ ВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА В ЗИМНЕЕ ВРЕМЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПУСКОВЫХ ОПЕРАЦИЙ, ЗАЧАСТУЮ ОТЛИЧАЕТСЯ ОТ ОБЩЕУСТАНОВЛЕННЫХ, ПРОПИСАННЫХ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ РЕГЛАМЕНТЕ. АВТОРОМ РАЗРАБОТАНЫ И ОПИСАНЫ ИЗМЕНЕНИЯ, УЧИТЫВАЮЩИЕСЯ ПРИ ПУСКОВЫХ ОПЕРАЦИЯХ ПЕЧИ ДОЖИГА ЗАКРЫТОГО ТИПА НА УСТАНОВКЕ УТИЛИЗАЦИИ СЕРОВОДОРОДНОГО ГАЗА И ПРОИЗВОДСТВА ГРАНУЛИРОВАННОЙ СЕРЫ АО «АНПЗ ВНК» ПАО НК «РОСНЕФТЬ»

THIS ARTICLE DISCUSSES THE RATIONALIZATION OF THE AFTERBURNER START-UP ALGORITHM FOR THE «HYDROGEN SULFIDE GAS UTILIZATION AND GRANULATED SULFUR PRODUCTION» UNIT. THERE IS A PROBLEM IN THE PROCESS OF STARTING THE AFTERBURNER IN WINTER, WHICH NOT ONLY COMPLICATES THE START-UP OF THE PROCESS APPARATUS, BUT ALSO CREATES AN EMERGENCY SITUATION. A LARGE NUMBER OF OIL REFINERIES IN THE RUSSIAN FEDERATION ARE LOCATED IN THE TEMPERATE CLIMATE ZONE, WHERE THE AVERAGE TEMPERATURE IN WINTER IS IN THE RANGE OF -15-20 °C AND CAN REACH -30-35 °C. THEREFORE, THE FEATURES OF THE TECHNOLOGICAL PROCESS IN WINTER, INCLUDING START-UP OPERATIONS, OFTEN DIFFER FROM THE GENERALLY ESTABLISHED ONES PRESCRIBED IN THE PROCESS REGULATIONS. THE DESCRIBED CHANGES WERE DEVELOPED BY THE AUTHOR AND ARE SUCCESSFULLY APPLIED IN THE START-UP OPERATIONS OF THE AFTERBURNER (CLOSED TYPE) AT THE HYDROGEN SULFIDE GAS UTILIZATION AND GRANULATED SULFUR PRODUCTION UNIT OF JSC «ANPZ VNK» OF PJSC NK «ROSNEFT»

Ключевые слова: H_2S , печь дожига, запуск установки, запуск печи дожига закрытого типа, топливный газ, технологический воздух, техническая сера, метод Клауса, газоход, дымовая труба.

Мальшев Денис Михайлович
оператор технологических установок 6 разряда установки «Утилизации сероводородного газа и производства гранулированной серы» «Ачинского НПЗ ВНК», ПАО «НК «Роснефть»

Причины существования проблемы

В наши дни широко используются установки утилизации сероводородного газа и производства технической серы, основанные по методу Клауса. В данном технологическом процессе утилизации побочного продукта нефтепереработки, хвостовые сероводородсодержащие газы

дожигаются в печи закрытого типа с выходом в атмосферу через дымовую трубу. Утилизация происходит за счет горения топливного газа и технологического воздуха в топке печи дожига с выделением тепла до 720 °С.

Хвостовые сероводородсодержащие газы подаются в специальный коллектор, где в смеси с воздухом окисления дожигаются и через газоход и дымовую трубу выходят в атмосферу. Существует проблема розжига печи дожига зимой. Первый аппарат, запускаемый в работу после монтажа и остановки установки. Запуск производится согласно многоэтапному алгоритму пуска, изложенному в технологическом регламенте установки. В нем прописаны условия и операции, при возникновении которых автоматика выполняет процесс розжига воздушно-газовой среды в топке аппарата. Условия и действия, прописанные в технологическом регламенте, хорошо работают при положительных температурах окружающей среды. Но показывают негативную статистику в зимний период при температурах ниже -5 °С. Проблема заключается в образовании застойных зон в газоходе дымовой печи после остановки установки. Останов установки приводит к промерзанию и отсыреванию дымовой трубы и отсутствию тяги. Нередко температура внутри дымовой трубы опускается ниже температуры воздуха окружающей среды. Возникают условия, которые не позволяют выполнить розжиг печи дожига и создают опасность пусковых операций. После неудачных попыток запуска печи дожига в работу создается накопление взрывоопасной газовой среды, которая из-за отсутствия тяги скапливается у горелки подачи газа и воздуха в месте ввода пьезоэлемента для розжига печи. Такие условия опасны и могут привести к возникновению взрыва внутри печи дожига при последующей попытке ее запуска. Что может привести к нарушению целостности конструкции печи дожига и дымовой трубы, образуя аварийную ситуацию, опасную для здоровья и жизни технологического персонала.

Методы устранения проблем из практического опыта

Рационализация пусковых операций несложная, но максимально эффективная и делится на 3 этапа:

1. Организация продувки печи дожига технологическим воздухом давлением в пределах

0,002–0,005 МПа, расходом не менее 250–350 м³/ч (согласно нормам технологического режима и оптимальным условиям продувки) в течение 8–10 часов. Данная операция выполняется для вытеснения взрывоопасной газовой среды, после проведения операции по останову установки, устранения «воздушных пробок», достижения нужного разряжения (не более -0,0002 МПа) и просушивания газохода дымовой трубы. Если данные показатели разряжения достигнуты, переходим к пункту 2.

2. Обеспечение предварительной продувки печи дожига и газохода дымовой трубы инертным газом (азотом) давлением 0,2–0,3 МПа, расходом 100–120 м³/ч в течение 30 минут перед началом пусковых операций. Это отлично способствует удалению избытка кислорода после продувки технологическим воздухом, что способствует созданию более безопасной среды внутри аппарата, а также вытеснению газовой среды после неудачных попыток пуска печи дожига. После выполнения переходим к пункту 3.

3. Выполнение пусковых операций при достижении разрешающих параметров и состояния технологического оборудования. Изменение в логике пуска печи дожига сопровождается увеличением времени продувки аппарата и газохода технологическим воздухом с 2 минут, что было установлено регламентом до внесения изменений, на 20 минут, расходом не менее 250 м³/ч и давлением не менее 0,0001 МПа, в соответствии с нормами пуска печи дожига. Это более эффективно позволяет вытеснить остатки невозгораемого инертного газа, который затрудняет розжиг печи дожига, и увеличить разряжение в газоходе, тем самым создать максимально благоприятные условия для запуска аппарата в работу. После продувки выполняется розжиг печи дожига. Автоматически подается топливный газ расходом 10–58 м³/ч (по регламенту) и вводится запальная пика. Более оптимальное количество топливного газа составляет 40–45 м³/ч (из практического

опыта автора) при плотности от 0,7 до 1,0 кг/м³. При фиксации стабильного сигнала горения от детекторов пламени, розжиг считается выполненным успешно. При отсутствии – неудачным. Проводим выполнение повторных технологических операций, начиная с пункта 2.

Соблюдение данного алгоритма показало отличную статистику успешного запуска в работу печи дожига до 90%, было принято решение о его применении в летний период времени.

Результаты

Вышеописанные изменения в предпусковых мероприятиях и логике пуска печи дожига успешно применяются при выполнении пусковых операций, проверены опытным путем и подтверждены личными наработками автора. Что характеризуется в следующих показателях:

- Снижение опасности возникновения аварийной ситуации при пусковых операциях до минимума;
- Увеличение процента успешного запуска оборудования в работу на 30%;
- Исключение аварийной ситуации и выхода из строя оборудования при неудачных пусковых операциях. Тем самым сокращение затрат на внеплановую закупку нового оборудования и его составляющих на 15% (в денежном выражении более 40 000 000 рублей);
- Снижение времени простоя и увеличение скорости запуска установки в работу, что приводит к увеличению эффективности работы установки. ●

Литература

1. Технология переработки сернистого природного газа. Справочник. Под редакцией к.т.н. А.И. Афанасьева. М., Недр, 1993.
2. Химия печи Клауса. P.Clark, директор по науке, Alberta Sulphur Research Ltd, Sulphur, № 285, март–апрель 2003.
3. Технологический регламент АО «АНПЗ ВНК» «Установки утилизации сероводородного газа и производства гранулированной серы». № П1-02.02 СП-303 TP-004 2007.

KEYWORDS: H_2S , afterburner, start-up of the plant, start-up of a closed-type afterburner, fuel gas, process air, technical sulfur, Claus method, flue gas duct, chimney.

ПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ ДЛЯ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ:

развитие подходов к разработке и производству оборудования для российских СПГ-комплексов



Полякова Виктория Евгеньевна
инженер-конструктор
отдела конструирования
ротационного
криогенного
оборудования,
АО «ОКБМ Африкантов»



Коровов Илья Борисович
главный конструктор
СПГ и ГНХ оборудования,
руководитель центра
ответственности СПГ
и ГНХ,
АО «ОКБМ Африкантов»



Боровков Михаил Николаевич
начальник отдела
конструирования
ротационного
криогенного
оборудования,
АО «ОКБМ Африкантов»



Зеленов Петр Алексеевич
инженер-конструктор
отдела конструирования
ротационного
криогенного
оборудования,
АО «ОКБМ Африкантов»

ПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ ДЛЯ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ В ПРОЦЕССАХ ПРОИЗВОДСТВА ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ СПГ. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТАКИМИ НАСОСАМИ КОМПЛЕКСОВ, РЕШАЮЩИХ ДАННЫЕ ЗАДАЧИ, УСЛОЖНИЛОСЬ С УЖЕСТОЧЕНИЕМ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ. С ЦЕЛЬЮ РАЗВИТИЯ ПОДХОДОВ К РАЗРАБОТКЕ И ИЗГОТОВЛЕНИЮ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ, ПРИЗВАННЫХ ОБЕСПЕЧИТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ НЕЗАВИСИМОСТЬ РОССИЙСКОГО ТЭК В ЧАСТИ ДАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ВЫПОЛНЕН ОБЗОР И АНАЛИЗ РЕШЕНИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЯМИ РФ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НАИБОЛЕЕ СОВРЕМЕННЫХ МОДЕЛЕЙ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

SUBMERSIBLE PUMPS FOR LIQUEFIED GASES ARE USED IN PRODUCTION, TRANSPORTATION AND STORAGE PROCESSES. PROVISION OF SUBMERSIBLE PUMPS FOR FOR LIQUEFIED GASES FACILITIES HAS BECOME MORE COMPLICATED WITH THE TIGHTENING OF EXISTING ECONOMIC RESTRICTIONS. A REVIEW AND ANALYSIS OF SOLUTIONS USED BY RUSSIAN MANUFACTURING COMPANIES IN THE DESIGN OF THE MODERN MODELS OF SUBMERSIBLE PUMPS FOR LIQUEFIED GASES HAS BEEN CARRIED OUT. APPROACHES TO THE DEVELOPMENT AND MANUFACTURE OF DOMESTIC SUBMERSIBLE PUMPS FOR LIQUEFIED GASES HAS ALSO BEEN DISCUSSED

Ключевые слова: криогенный насос, погружной насос, насосостроение, сжиженный газ, транспортировка СПГ.

С введением экономических ограничений против традиционной для России отрасли трубопроводного газа наблюдается увеличение роли индустрии сжиженных газов [1]. Более того: несмотря на усиление санкционного

давления, правительством РФ проводится линия по развитию индустрии сжиженных газов [2]. Вместе с тем известно, что данная индустрия в России с самого ее появления сталкивалась с различными трудностями [3–5], которые, среди прочего, обусловили технологическое отставание соответствующих отраслей отечественной промышленности.

Одной из проблемных стала область насосостроения. В частности, трудности отмечались при освоении производства крупнотоннажных погружных насосов для перекачивания сжиженных газов [6]. Имея чрезвычайно важное значение [7], они длительное время оставались предметом исключительно импорта и отечественными организациями не производились, хотя основные принципы проектирования и конструктивные решения были известны [8–11].

К настоящему времени крупнотоннажные погружные насосы для сжиженных газов российской промышленностью освоены [12, 13], однако с развитием технологий и увеличением объемов производства возрастают требования к качеству продукции, и с учетом вышесказанного формируется актуальная проблема развития подходов к разработке и изготовлению погружных насосов для сжиженных газов в условиях российского производства.

Решение поставленной проблемы в данной статье осуществляется посредством рассмотрения факторов, условий и особенностей разработки погружных насосов для перекачивания сжиженных газов, а также новых проектов таких насосов; выделения современных и востребованных проектных и конструкторских решений, применяемых при их разработке.

Так, ключевыми факторами, определяющими подходы к созданию погружных насосов для сжиженных газов, являются свойства и характеристики перекачиваемой среды.

Во-первых, сжиженные газы практически не способны проводить электрический ток, что позволяет выполнять полное погружение электродвигателя без риска возникновения короткого замыкания в его обмотках. Кроме того, сосуды и емкости, содержащие сжиженные газы, и насосы зачищаются от кислорода посредством продувки газообразным азотом, и при нормальной эксплуатации опасность возникновения коррозии и воспламенения отсутствует.

Во-вторых, сжиженные газы при перекачивании поддерживаются в жидком состоянии и, как правило, имеют достаточно низкую температуру (сжиженный метан,

например, не выше минус 154 °С). Это позволяет, с одной стороны, использовать их в качестве эффективного теплопоглопителя, компенсирующего повышение температуры узлов насоса. С другой стороны, присущие сжиженным газам как низкотемпературным и криогенным жидкостям параметры выступают и ограничивающим фактором, так как обеспечение однофазного жидкостного потока требует поддержания этих параметров за точкой насыщения. Еще одно следствие нахождения сжиженных газов при указанных температурах – значительная температурная усадка практически любых материалов, наблюдаемая как в процессе испытаний, так и в процессе эксплуатации. Оценка последствий такой усадки, как правило, требует учета характеристик применяемых материалов (в т.ч. зависящих от многих факторов коэффициентов расширения).

В-третьих, вязкость сжиженных газов при их перекачке характеризуется величинами намного меньшими, чем у любых применяющихся в промышленности смазок и даже воды, что ограничивает несущую способность сжиженных газов и негативно сказывается на смазывающих свойствах. Данная особенность, в свою очередь, значительно ограничивает диапазон возможных решений по организации подвижных соединений, в том числе узлов подшипников.

В-четвертых, сжиженные газы хранятся и транспортируются при температурах, близких к температурам кипения, следовательно, падение давления при перекачивании сжиженных газов может приводить к их испарению и ухудшению условий работы насоса.

Несмотря на то, что рабочие режимы, способы установки и диапазоны рабочих характеристик насосов для перекачивания сжиженных газов находятся в сильной зависимости от области применения [9], основные конструктивные решения сохраняются практически неизменными.

Так, в погружных насосах для сжиженных газов в связи с характеристиками среды применяются трехфазные асинхронные электродвигатели с мокрым статором [14].

Электродвигатели при работе охлаждаются непосредственно сжиженным газом, который осуществляет теплосъем, омывая внешнюю стенку корпуса статора и протекая в зазоре между статором и ротором. Благодаря использованию в качестве охлаждающей среды циркулирующей жидкости, имеющей низкую (вплоть до криогенной) температуру, охлаждение электродвигателей является крайне эффективным: как правило, температура обмоток не поднимается относительно температуры окружающей среды более чем на 1–3 °С. В подобных средах из-за влияния температуры и свойств материалов сопротивление изоляции обмотки в процессе работы насоса может достигать 5 МОм. Кроме того, компаунды, используемые при производстве криогенных электродвигателей, являются достаточно гигроскопичными и легко поглощают влагу, которая конденсируется на них при отогреве, дополнительно снижая изоляционные характеристики. В настоящее время зарубежной промышленностью освоены в производстве криогенные электродвигатели от 5 кВт до 3 МВт [15].

Другой характерной чертой погружных насосов для сжиженных газов является использование в качестве опор ротора подшипников качения, а именно гибридных шарикоподшипников, что обусловлено трудностью внедрения подшипников иных видов [15–17]. При этом, хотя сжиженные газы и не являются полноценной смазкой и разделяют трущиеся поверхности весьма условно, обеспечивается достаточный уровень отвода тепла. Проблема развития патологических явлений износа, свойственная трению в бескислородной среде, решается за счет применения специальных решений [18]: в большинстве существующих образцов тела качения изготавливаются из нитрида кремния, а сепараторы – из металлофторопластовых композиций. Тем не менее к настоящему времени ресурсные показатели таких подшипников практически достигли пика и их увеличение затруднено практически неустраняемыми факторами: отмечавшимися выше неблагоприятными условиями смазывания, неизбежным загрязнением среды [19], неравномерностью приложения нагрузки [20].

УДК 629.5.065.5, 62-137



ТАБЛИЦА 1. Основные характеристики новых моделей насосов СПГ производства ОКБМ

Наименование	ЭНК 375/165	ЭНК 2174/173	ЭНК 2040/165
Назначение	Циркуляции сжиженного метана в трубопроводной системе отгрузки из резервуара хранения	Отгрузка сжиженного метана потребителям	Отгрузка сжиженного метана в танки судов-газовозов
Количество ступеней	2	1	2
Подача номинальная, м³/ч	375	2174	2040
Напор при номинальной подаче, м	165	195	165
Частота вращения ротора синхронная, об/мин	3000	1500	1500
Кoeffициент полезного действия насоса, %	70,2	77,4	68,2
Мощность насоса (на валу) номинальная, кВт, не более	110	624	540
Температура перекачиваемой среды, °C	-160	-158	-160,2
Габаритные размеры, L×D, м	1670×580	3840×2800	3120×960
Масса, кг	3400	13 200	670

Также в насосах для сжиженных газов перед входом на рабочее колесо первой ступени, как правило, устанавливается предвключенное осевое колесо – шнек, что обусловлено проблемой кавитации, вызванной тем, что сжиженные газы, как отмечено выше, хранятся и транспортируются при параметрах, близких к параметрам состояния насыщения. В отсутствие шнека кавитационные характеристики насосов значительно ухудшаются, а применение рациональной конструкции повышает степень осушения резервуара или емкости, увеличивая экономическую эффективность как насоса, так и установки в целом.

Отечественной промышленностью центробежные погружные насосы для перекачивания сжиженных газов начали активно осваиваться сравнительно недавно – в 2018 г. [20]. После освоения производства новых моделей [12, 13], в рамках расширения продуктовой линейки и развития подходов к проектированию и конструированию погружных насосов для сжиженных газов модельный ряд был расширен, включив насосы моделей ЭНК 375/165 (рисунок 1), ЭНК 2174/173 (рисунок 2), ЭНК 2040/165 (рисунок 3). Основные параметры и характеристики насосов приведены в таблице 1.

Подходы к разработке данных насосов соответствуют устоявшимся в мировой практике подходам к созданию такого оборудования с учетом усвоенного ранее опыта.

Для учета особенностей применения материалов, обусловленных температурой среды, в сотрудничестве с профильными,

специализированными организациями были проведены испытания по определению коэффициентов линейного теплового расширения (КЛТР). Испытания проводились для таких материалов, как: алюминиевые сплавы марок АМг6 и АК7ч, нержавеющие стали марок 12Х18Н10Т и 07Х16Н6, сплав марки 10Х11Н23Т3МР, бронзовые сплавы марок БрАЖМц10-3-1,5 и БрО6Ц6С3 и др. Испытания проводились методом нагрева с постоянной скоростью от минус 196 до 20 °C в разреженной атмосфере газообразного гелия с остаточным давлением 4–8 мБар. В результате были получены графики зависимости коэффициента линейного теплового расширения (КЛТР):

$$\alpha(T) = \frac{d\lambda}{dT},$$

где зависимость относительной деформации λ от температуры аппроксимировалась полиномом:

$$\lambda = a + b \cdot T + c \cdot T^2 + d \cdot T^3 + e \cdot T^4$$

Проведенные исследования применены при конструировании новых моделей насосов для более точного определения параметров усадки и подтверждения отсутствия возможности заклинивания в процессе испытаний и эксплуатации. Дополнительно, для минимизации последствий фазовых переходов, предприятием-разработчиком насосов разработана и внедрена в производство технология термообработки, позволяющая предотвратить возможные деформации ответственных узлов, раскрытие посадок и ослабление затяжек крепежных элементов.

Отечественной промышленностью освоен выпуск криогенных двигателей мощностью до 1,1 МВт. Разработка электродвигателей выполнена предприятием-разработчиком насосов с использованием специализированной расчетной методики, разработанной с учетом проведенных исследований электротехнических материалов: в результате исследования удалось определить наиболее рациональные материалы для применения в составе электротехнических изделий, работающих при криогенных температурах, электротехнические стали, электроизоляционные материалы для корпусной и пазовой изоляции, обмоточные провода, монтажные провода, компаунды, лаки, клеи, монтажные изделия и выводные изоляторы.

Также было выявлено, что для электротехнических сталей большое значение имеет изменение кривой намагничивания и их потерь при изменении температуры, а в части электроизоляционных покрытий определяющую роль играют состав, толщина изоляции и пробивное напряжение.

Применение полученных результатов при конструировании и изготовлении электродвигателей позволило учесть особенности применения отечественных электротехнических материалов в низкотемпературных и криогенных средах, в т.ч. в среде сжиженного метана, и гарантировать получение заданных параметров и характеристик машин.

С целью повышения кавитационных характеристик насосов выполнены

РИСУНОК 1. Насос ЭНК 375/165

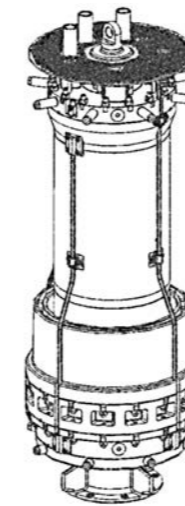


РИСУНОК 2. Насос ЭНК 2174/173

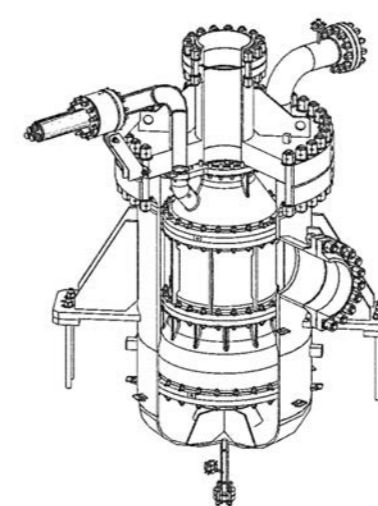
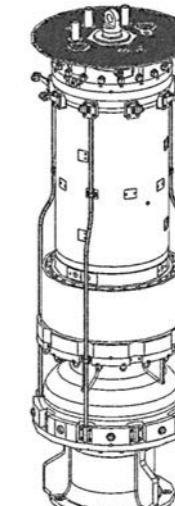


РИСУНОК 3. Насос ЭНК 2040/165



исследования в обоснование конструкции шнекоцентробежных ступеней. По итогам испытания разработанных моделей были получены кавитационные характеристики на воде (для 5 моделей) и на жидком азоте (для трех отобранных моделей). В частности, испытывались шнекоцентробежные ступени консервативной конструкции (кавитационный коэффициент $C_{кр} = 2800 \dots 2900$, срывной коэффициент $C_{ср} = 3800 \dots 4000$), нестандартной конструкции с рабочим колесом с отношением $D_2/D_0 = 1,2$, которая может быть внедрена в быстроходные насосы с коэффициентом $n_s = 150$, перспективной конструкции (кавитационный коэффициент $C_{кр} = 800 \dots 1000$, срывной коэффициент $C_{ср} = 1900$), позволяющие в перспективе исключить из конструкции собственно шнек и тем самым уменьшить консоль вала и значительно снизить габариты насоса.

Проведенные работы позволили разрешить целый ряд стоявших перед отечественным производством погружных насосов для сжиженных газов проблем. Рассмотренные факторы нашли отражение во внедренных и проработанных решениях.

Таким образом, в числе наиболее актуальных подходов следует выделить: во-первых, применение специальных – разработанных вновь или адаптированных – методик расчета (уточненной методики расчета температурной усадки и электрического расчета погружных

двигателей с мокрым статором); во-вторых – использование специальных электротехнических и прочих конструкционных материалов отечественного производства; в третьих – поузловую отработку наиболее важных элементов, таких как шнекоцентробежные ступени.

Вместе с тем по-прежнему остается не до конца решенной проблема обеспечения насосов для сжиженных газов отечественными гибридными шарикоподшипниками. В частности, требуется организовать серийный выпуск керамических шариковых подшипников с прецизионной точностью для обеспечения минимальных зазоров. В отсутствие мощностей для их производства и испытаний предприятиями-разработчиками насосного оборудования ведутся работы по исследованию возможности его комплектации гидростатическими подшипниками [21].

Новые модели насосов для перекачивания сжиженных газов, в т.ч. описанные в данной статье, формируют научно-технический задел для дальнейшего развития подходов к созданию данного вида техники и тем самым обеспечения технологической независимости развивающейся отрасли сжиженных газов. ●

Литература

1. Издание Газета.RU. «В Минэнерго рассказали о влиянии санкций на развитие СПГ-отрасли РФ». Игорь Рябов, «Газета. RU» 04.09.2024. <https://www.gazeta.ru/business/news/2024/09/04/23844721.shtml>. Дата обращения: 05.09.2024.
2. Портал правительства России. «Александр Новак провел совещание по развитию производства СПГ в России». Правительство Российской Федерации.

<http://government.ru/news/47940/>. Дата обращения: 05.09.2024.

3. Газовая перчатка Америки [Электронный ресурс] / Игорь Пляско. – 2016: Режим доступа: http://www.stoletie.ru/ekonomika/gazovaja_perchatka_ameriki_216.htm (дата обращения: 05.09.2024).
4. James Henderson, Vitaly Yermakov Russian LNG: Becoming a Global Force / OIES PAPER: Oxford Institute for Energy Studies. № NG 154. 2019. 31 p.
5. «Газпром» разжигается. Освоение рынка сжиженного природного газа будет происходить постепенно и планомерно / Газета «Коммерсантъ» № 93. 26.05.2004, С. 20.
6. Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации. Распоряжение правительства РФ № 640-П от 16.03.2021.
7. David A. Coyle, Vinod Patel. Processes and pump services in LNG industry. Proceedings of the twenty-second International Pump Users Symposium, Houston, Texas, 2005. p. 179–185.
8. Энциклопедия газовой промышленности. 4-е изд. Пер. с франц.; 3.68 Ред. пер. К.С.Басниев. – М.: Акционерное общество «ТВАНТ», 1994. – 684 с.
9. Rush S. Tutorial on cryogenic submerged electric motor pumps / S. Rush, L. Hall // Proceedings of the International Pump 137 Users Symposium (2001): Texas Engineering Experiment Station, 2001. – pp. 101–108.
10. Weisser, G.L. Modern Submersible Pumps for cryogenic Liquids / G.L. Weisser // World Pumps. – 1994, Jan. – pp. 50–55.
11. Cullen, D.M. A Testing Time for Pumps In Cold Boiling Liquids / D.M. Cullen, W.G. Haesloop, H.E. Kimmel // Gastech (oct. 1994): proceedings. – Kuala Lumpur, 1994.
12. Насосы сжиженного газа АО «ОКБМ Африкантов» в контексте импортозамещения оборудования СПГ-проектов арктического шельфа. Боровков М.Н., Солеников М.Д., Рукавишников Д.Ю., Зеленов П.А., Коробов И.Б. // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 10 (251). С. 66–68.
13. Погружные насосы СПГ для газовых проектов арктической зоны и морского шельфа: реализованные и перспективные разработки. Зеленов П.А., Коробов И.Б., Рукавишников Д.Ю., Солеников М.Д. Деловой журнал Neftgaz.RU. 2022. № 1 (121). С. 98–102.
14. Brower, T. Tried and tested / T. Brower // Hydrocarbon Engineering. – July, 2016.
15. Karakas, E. A history of pumps in LNG / E. Karakas, E. Wonhof // LNG Industry. – February 2018.
16. Robert E. Cunningham, William J. Anderson. Evaluation of journal bearings of various materials in low-viscosity fluids, liquid nitrogen, and liquid oxygen // National Aeronautics and Space Administration. Washington, D.C., 1964.
17. R. Bassani, E. Ciulli, B. Piccipgallo, M. PirozziAnd U. Staffilano. "Hydrostatic Lubrication With Cryogenic Fluids". TribolInt., Vol 39, Issue 8, 2005, p. 827.
18. J P Girault. Implementation of active magnetic bearings on advanced rocket engine turbopumps. In: G Schweitzer. Magnetic bearings, Berlin: Springer, 1989: 199–210.
19. Gabelli, A. Bearings that heal themselves / A. Gabelli, L. Kahlman // SKF Evolution magazine. 1999. – № 3. – pp. 26–29.
20. Погружные криогенные электронасосы типа ЭНК для перекачивания сжиженных газов. Gasworld Россия и СНГ. 2019. № 72. С. 50–52. М.Н. Боровков, И.Б. Коробов, П.А. Зеленов.
21. Зеленов П.А., Кудряшов Д.А., Малякин А.П., Чистяков О.А. Погружной жидкостный детандер-генератор сжиженного природного газа с улучшенными показателями надежности // Союз машиностроителей России. Национальная научно-техническая конференция. 2022. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/pogruzhnoy-zhidkostnyy-detander-generator-szhizhennogo-prirodnogo-gaza-s-uluchshennymi-pokazatelyami-nadezhnosti> (дата обращения: 21.08.2024).

KEYWORDS: cryogenic pump, submersible pump, pumping engineering, liquefied gas, LNG transportation.

РАСЧЕТ ИНДЕКСА ЧИСТОЙ ЭНЕРГИИ ИСКУССТВЕННЫМ ИНТЕЛЛЕКТОМ

и интерпретация полученных данных

ДЕМОНСТРАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ИНДЕКСА ЧИСТОЙ ЭНЕРГИИ ПОЗВОЛЯЕТ ГОВОРИТЬ ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С БОЛЬШИМИ ЯЗЫКОВЫМИ МОДЕЛЯМИ. В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛЬНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ КЛИМАТА И РАСТУЩЕЙ НЕОБХОДИМОСТИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ОСОБУЮ РОЛЬ ИГРАЮТ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И ИХ ИНТЕГРАЦИЯ С ТРАДИЦИОННЫМИ СЕКТОРАМИ, ТАКИМИ КАК НЕФТЕГАЗОВЫЙ. ИНДЕКС ЧИСТОЙ ЭНЕРГИИ ВЫСТУПАЕТ ВАЖНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ, УЧИТЫВАЯ ВСЕ ЭТАПЫ ИХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА – ОТ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ РЕСУРСОВ ДО ПРОИЗВОДСТВА, ТРАНСПОРТИРОВКИ, НАКОПЛЕНИЯ И УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ РАСЧЕТА ИНДЕКСА ЧИСТОЙ ЭНЕРГИИ С АНАЛИЗОМ ТРАДИЦИОННЫХ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ ВЫРАБОТКА БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ СТРАТЕГИИ В УСЛОВИЯХ ПЕРЕХОДА К УСТОЙЧИВОМУ РАЗВИТИЮ

THE DEMONSTRATION OF THE RESULTS OF CALCULATING THE CLEAN ENERGY INDEX ALLOWS US TO TALK ABOUT THE EFFECTIVENESS OF INTERACTION WITH LARGE LANGUAGE MODELS. IN THE CONTEXT OF GLOBAL CLIMATE CHANGE AND THE GROWING NEED FOR SUSTAINABLE ENERGY DEVELOPMENT, RENEWABLE ENERGY SOURCES AND THEIR INTEGRATION WITH TRADITIONAL SECTORS SUCH AS OIL AND GAS PLAY A SPECIAL ROLE. THE INDEX CLEAN ENERGY IS AN IMPORTANT TOOL FOR EVALUATING THE EFFECTIVENESS OF VARIOUS ENERGY TECHNOLOGIES, TAKING INTO ACCOUNT ALL STAGES OF THEIR LIFE CYCLE – FROM EXPLORATION AND EXTRACTION OF RESOURCES TO PRODUCTION, TRANSPORTATION, ACCUMULATION AND DISPOSAL OF WASTE. THE ARTICLE DISCUSSES THE USE OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE TO CALCULATE THE INDEX CLEAN ENERGY WITH THE ANALYSIS OF TRADITIONAL AND RENEWABLE ENERGY SOURCES, WHICH ALLOWS US TO DEVELOP MORE EFFECTIVE STRATEGIES IN THE CONTEXT OF THE TRANSITION TO SUSTAINABLE DEVELOPMENT

Ключевые слова: индекс чистой энергии, зеленая энергетика, углеродный след, искусственный интеллект, контроль выбросов парниковых газов.

Шпуров Игорь Викторович

генеральный директор
ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»,
д.т.н.

Смирнов Александр Юрьевич

заместитель генерального директора
ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»

Токарев Дмитрий Владимирович

начальник отдела
ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»

Халин Артём Александрович

аспирант кафедры геологии
и геохимии горючих ископаемых,
Московский государственный
университет имени М.В. Ломоносова

Эта статья завершает цикл публикаций по внедрению и формулированию индекса чистой энергии с использованием искусственного интеллекта, что позволит сформировать методiku определения стратегии устойчивого развития на глобальном и региональных уровнях, производя самими эффективными и современными методами (искусственный интеллект) актуальные расчеты индекса чистой энергии.

В современном мире вопрос устойчивого развития и экологии становится все более актуальным. В этом контексте индекс чистой энергии (ИЧЭ) выступает важным инструментом для оценки эффективности различных источников энергии. Индекс представляет собой комплексный показатель, отражающий затраты

на производство, транспортировку, утилизацию и хранение энергии. По мере увеличения потребности в энергетических ресурсах страны, в том числе и Российская Федерация, сталкиваются с вызовами, связанными с энергетической безопасностью и устойчивым развитием.

Введение ИЧЭ позволяет правительствам и частным компаниям принимать

обоснованные решения относительно оптимизации энергетических ресурсов, а также поддерживать инициативы по снижению углеродного следа. ИЧЭ помогает выявить наиболее эффективные источники энергии в различных климатических условиях и экономических районах, что, в свою очередь, способствует экологически чистому и устойчивому развитию, также демонстрируя неоднозначность выбора различных энергетических ресурсов.

Индекс чистой энергии

Индекс чистой энергии основан на оценке эффективности выработки энергии из различных источников, обеспечении контроля за выбросами парниковых газов, а также учета наложения этих факторов на экологические, географические, экономические и другие составляющие. Важной особенностью данного показателя, является его многофункциональность для различных продуктов и производств, куда включаются и «традиционные», в том числе ископаемые, источники энергии и «альтернативные» (солнечная, ветровая и иные виды источников энергии).

Индекс чистой энергии рассчитывался с использованием искусственного интеллекта, а именно, больших языковых моделей, работа с которыми была описана в статье [2].

Формула индекса чистой энергии имеет следующий вид [1]:

$$ИЧЭ_{индекс\ чистой\ энергии} = C_{произ.} + C_{разв.} + C_{доб.} + C_{зах.} + C_{утил.} + C_{тран.} + C_{хран.}, \text{ долл./кДж} \quad (1)$$

$C_{произ.}$ – стоимость непосредственно производства энергии, включая

капитальные вложения на производственные мощности для производства энергии, эксплуатационные затраты в ходе производство энергии, долл./кДж;

$C_{разв.}$ – затраты на проведение разведочных работ по поиску источника энергии и материалов для элементной базы для производства, хранения и транспорта энергии, долл./кДж;

$C_{доб.}$ – затраты на добычу материалов, составляющих элементную базу для производства, хранения и транспорта энергии, долл./кДж;

$C_{зах.}$ – стоимость улавливания, размещение выбросов парниковых газов (CO_2 и другие) при производстве энергии, долл./кДж;

$C_{утил.}$ – затраты на утилизацию и захоронение отходов материалов элементной базы для производства энергии, долл./кДж;

$C_{тран.}$ – стоимость транспорта энергии от точки производства до потребителя с учетом структуры потребления в промышленности, бытовой сфере (жилище, питание и т.д.) и транспорте (авто, авиа, железнодорожный, морской и др), долл./кДж;

$C_{хран.}$ – затраты на хранение энергии су четом необходимой резервной мощности в долях от ее потребления, долл./кДж.

Именно эта формула будет вводиться при взаимодействии с большими языковыми моделями, позволяя более точно и подробно определить индекс чистой энергии каждого вида источника энергии.

Выбор источников энергии

В расчете индекса чистой энергии были выбраны следующие виды энергии:

- Солнечная энергия
- Ветряная энергия
- Атомная энергия
- Гидроэнергия
- Нефть
- Газ
- Уголь

Эти источники были выбраны из-за их широкого распространения и значимости в международной энергетической системе. Нефть, газ и уголь продолжают составлять основу энергетической структуры различных стран, в то время как возобновляемые источники, такие как солнечная и ветряная энергия, становятся все более актуальными в контексте борьбы с изменением климата. Также атомная энергия занимает особое место в энергетической системе благодаря своей высокой эффективности и низкому уровню выбросов парниковых газов при производстве энергии.

Выбор модели

В расчетах индекса чистой энергии (ИЧЭ) использовалась модель ChatGPT 3.0, представляющая собой многофункциональный инструмент для глубокого анализа данных и их многоаспектной интерпретации. Выбор данной модели обоснован ее способностью к обработке сложных, многофакторных данных, которая обеспечивает комплексный подход к анализу энергосистем. Модель ChatGPT 3.0 также адаптируется к разнородным данным, что позволяет учитывать широкий диапазон показателей, влияющих на ИЧЭ.

Одно из основных преимуществ модели ChatGPT 3.0 заключается в ее способности обрабатывать как количественные, так и качественные данные, что позволяет создавать детализированные сценарии расчета индекса чистой энергии. Эта функция моделирования особенно полезна при учете разнообразных условий, специфичных для отдельных стран, регионов или даже городов. С учетом конкретных данных, таких как затраты на установку оборудования и эксплуатационные

УДК 004

расходы, ChatGPT 3.0 может формировать выводы, адаптированные к уникальным экономическим и экологическим условиям каждой территории, что дает возможность проводить точные региональные оценки и создавать локальные энергетические сценарии.

Использование машинного обучения в энергетических расчетах обеспечивает несколько важных преимуществ:

1. Обработка многопараметрических данных.

Модель способна учитывать сразу несколько важных параметров – таких, как затраты на производство, транспортировку, хранение, утилизацию и захоронение отходов, а также затраты на поддержание инфраструктуры. Это позволяет выполнять интегрированные расчеты с более высокой точностью, чем при использовании традиционных методов, где зачастую применяются усредненные данные. Такой подход к анализу данных существенно снижает вероятность погрешностей и искажений, создавая более точные и надежные прогнозы.

2. Гибкость и адаптивность.

ChatGPT 3.0 может адаптироваться к специфическим региональным условиям, таким как климатические различия и социальное восприятие технологий. Это делает модель более гибкой в сравнении с жесткими алгоритмами и позволяет ей учитывать изменения в реальном времени.

3. Автоматизация и скорость расчета.

Благодаря возможности обработки большого объема данных модель обеспечивает быструю обработку информации, что, в свою очередь, позволяет моделировать как краткосрочные, так и долгосрочные прогнозы с учетом множества сценариев, учитывающих динамические изменения в индустрии.

Применение модели ChatGPT 3.0 для расчета ИЧЭ является обоснованным с точки зрения ее высокой производительности, адаптивности и гибкости. Благодаря возможности анализа большого числа сложных параметров и интеграции различных данных, включая экономические, экологические и социальные факторы, эта модель не только ускоряет процесс оценки, но и значительно повышает его точность

и надежность. Такая система позволяет не только оценивать текущее состояние энергосистем, но и создавать долгосрочные прогнозы, что делает ее мощным инструментом для оценки устойчивости и эффективности различных источников энергии в условиях глобальных изменений и перехода к низкоуглеродной экономике.

Источники информации для расчетов

В рамках расчетов данной научной работы были проанализированы и составлены различные источники информации для более достоверных и релевантных расчетов в рамках ИЧЭ.

Помимо того, что искусственный интеллект использует множество источников для сбора данных, необходимых для расчетов индекса чистой энергии. Как говорилось в статье [2], необходимо дополнительное обучение модели для увеличения достоверности данных. Модель пользовалась в первую очередь открытыми источниками информации, к примеру:

- Официальные статистические данные: Министерство энергетики России, Росстат и другие государственные организации предоставляют данные о производстве и потреблении энергии, затратах на различные виды энергии и др.
- Научные исследования и публикации: исследования, проведенные в области энергетики и экологии.
- Коммерческие отчеты и прогнозы: компании в области энергетики и аналитические агентства, которые опубликовали отчеты по анализу рыночных тенденций и предоставили прогнозы по ценам на энергию.
- Данные о климате и ресурсах.

Инструменты при расчете ИЧЭ большими языковыми моделями

Для повышения точности, адаптивности и эффективности при расчете индекса чистой энергии (ИЧЭ) были использованы методы и инструменты на основе искусственного интеллекта,

такие как Retrieval-Augmented Generation (RAG), проверочные вопросы, референсные ответы и сравнение, запросы к модели и технику «prompt engineering». Эти подходы позволяют оптимизировать обработку данных и качество ответов на основе многокомпонентного анализа. Ниже приводится подробное описание каждого из этих методов и их применение в рамках расчета ИЧЭ.

Retrieval-Augmented Generation (RAG)

RAG – это метод, позволяющий извлекать информацию из внешних баз данных (чаще всего векторных), с последующей генерацией ответов. В процессе расчетов ИЧЭ применение RAG позволяет модели использовать актуальные данные, которые не были включены в первоначальный набор данных во время обучения модели. Это важно для областей с быстро меняющимися условиями, такими как энергетика, где региональные тарифы, законодательные нормы и показатели энергоэффективности могут быстро изменяться.

В контексте расчета ИЧЭ RAG применяется следующим образом:

- Извлечение внешних данных: модель интегрирует внешние данные о стоимости энергии, тарифах, транспортировке и социальной поддержке на местах, а также данные о влиянии климатических условий на эффективность различных источников энергии.
- Интеграция данных в генерацию ответов: после извлечения данные автоматически включаются в ответы, что позволяет получить более точные и актуальные результаты расчетов ИЧЭ для конкретных регионов или условий.

Проверочные вопросы

Проверочные вопросы – это специально разработанные вопросы, которые позволяют выявлять слабые места модели или ее ошибки в расчетах. Эти вопросы применяются на этапе тестирования, чтобы проанализировать, насколько корректно и полно модель учитывает ключевые параметры при расчете ИЧЭ.

В рамках анализа ИЧЭ проверочные вопросы помогают:

- Идентифицировать потенциальные слабости: например, модель может быть проверена на способность правильно учитывать сезонные колебания или климатические факторы, влияющие на эффективность солнечной энергии в конкретном регионе.
- Корректировать логические ошибки: если модель генерирует ответ, не учитывающий важные аспекты, проверочные вопросы помогают это заметить, что дает возможность внести корректировки и повысить надежность расчетов.

Референсные ответы и их сравнение

Референсные ответы – это заранее подготовленные, правильно сформулированные ответы на ключевые вопросы, которые служат эталоном для оценки качества генерации ответов.

При расчете ИЧЭ референсные ответы применяются следующим образом:

- Адаптация модели к эталонам: если ответ модели отклоняется от референсных значений, это указывает на потенциальные ошибки в расчетах, которые можно исправить, уточняя модель.

Запросы к модели

Запросы к модели позволяют пользователям задавать дополнительные вопросы, чтобы проверить корректность или детализацию ответа. Этот метод также используется для проверки того, насколько модель способна обосновать свои решения или учесть дополнительные переменные.

Для расчетов ИЧЭ это предоставляет следующие возможности:

- Проверка на понимание контекста: модель может быть дополнительно протестирована запросами, например, по влиянию конкретных местных факторов на эффективность того или иного вида энергии.
- Уточнение расчетов: запросы позволяют получить более детальную информацию по расчетам или объяснения по тому, какие данные были использованы. Это позволяет

более точно оценить, насколько учтены разные факторы, влияющие на конечный результат.

Prompt-Engineering

Техника *prompt-engineering* заключается в оптимизации формулировки запросов для повышения точности и полноты ответов, генерируемых моделью. Для расчета ИЧЭ это означает, что запросы формулируются таким образом, чтобы модель автоматически учитывала все параметры, важные для анализа конкретного региона, или следовала строгим инструкциям по учету разных факторов.

При расчете ИЧЭ *prompt-engineering* выполняет следующие функции:

- Повышение детализации ответа: оптимизация запроса позволяет уточнить информацию о каждом аспекте ИЧЭ, таких как затраты на энергию, экологические показатели и доступность ресурсов.
- Снижение рисков упущения данных: за счет точных формулировок можно добиться, чтобы модель учла все параметры для расчета ИЧЭ, снижая вероятность ошибки и делая результат более точным.

Составление промпта

Промпт (запрос) представляет собой ключевой компонент взаимодействия с моделью, так как от его структуры и содержания зависит, насколько точным и информативным будет ответ. Тщательное составление промпта, известное как Prompt Engineering, включает формулирование текста таким образом, чтобы модель могла наиболее полно и корректно интерпретировать задачу и дать ответ, соответствующий ожиданиям.

Для составления промпта применяется системный подход, который включает несколько шагов:

Определение Цели и Контекста Запроса

Прежде чем составить промпт, важно определить конечную цель задачи и контекст, который должен быть учтен. Например, для расчетов ИЧЭ нужно учитывать не только тип источника энергии, но и инфраструктурные и экономические особенности. Это означает, что промпт должен быть

сконструирован так, чтобы модель понимала, что рассчитывать нужно не абстрактные значения, а конкретные показатели для данных условий.

Формулирование Четких Инструкций

Промпт должен быть конкретным и содержать явные инструкции. Включение ключевых слов и фраз, таких как «рассчитай», «учти данные по инфраструктуре», «приведи расчет для солнечной энергии», помогает модели фокусироваться на заданной задаче и снижает вероятность двусмысленностей. Например, для расчета ИЧЭ промпт может содержать инструкции по учету различных компонентов: «Используй данные по транспортировке и хранению, учитывая особенности эксплуатации нефтегазовых месторождений».

Структурирование Запроса

Разделение запроса на несколько частей или пунктов позволяет структурировать информацию, упрощая задачу модели. Такой подход помогает модели последовательнее обрабатывать запрос, а также облегчает учет всех необходимых факторов. Например:

- *Часть 1:* Рассчитать ИЧЭ для источников энергии (ветер, солнце, атом и т.д.).
- *Часть 2:* Учесть влияние климатических факторов.
- *Часть 3:* Включить расчеты по стоимости транспортировки.
- *Часть N:* ...

Такое структурирование способствует тому, что модель обрабатывает каждый компонент запроса по отдельности, обеспечивая более точный итоговый результат.

Использование контекстуальных подсказок

Добавление контекстуальных подсказок помогает модели лучше понять, как и в каком направлении следует строить ответ. Это особенно полезно, если модель имеет доступ к данным через Retrieval-Augmented Generation (RAG). Например, для получения актуальных данных о тарифах можно в промпте упомянуть, что модель должна использовать последние данные

по энергетике региона или учитывать специальные условия для определенного типа энергии.

Указание желаемого формата ответа

Указание желаемого формата ответа позволяет моделировать структуру генерируемого текста. Например, в промпте можно запросить таблицу с результатами, перечислением пунктов или отдельными разделами для каждого вида энергии. Это может выглядеть так: «Приведи данные в виде таблицы, указав для каждого города и источника энергии основные затраты и коэффициенты экологической эффективности».

Добавление проверочных вопросов и референсов

На этапе создания промпта также можно добавлять проверочные вопросы для дополнительной оценки модели, а также ссылки на референсные ответы. Например: «Учитывая влияние температуры, проверяя каждый шаг на соответствие заданным референсным данным».

Тестирование и Корректировка Промпта

После составления промпта происходило его тестирование, чтобы проверить, насколько точно модель интерпретирует запрос и следит ли за заданными инструкциями. На этом этапе вносятся коррективы, если модель недостаточно полно раскрывает тему или упускает важные аспекты. Этот этап включает уточнение инструкций или добавление дополнительных подсказок, пока результат не начнет соответствовать ожиданиям.

Пример части промпта для расчета ИЧЭ:

«Рассчитай индекс чистой энергии

Рассчитай индекс чистой энергии для следующих видов энергии:

- Ветряная энергия (ветрогенератор);
- Солнечная энергия (солнечная панель);
- Атомная энергия (атомная электростанция);
- Гидроэнергия (гидроэлектростанция);
- Нефть (нефтепродукты: бензин);
- Природный газ (теплоснабжение, производство электроэнергии);
- Уголь (энергетическое топливо, топливо для железнодорожного транспорта на паровой тяге, сырье

для металлургической и химической промышленности).

Для расчета индекса чистой энергии ты должен пользоваться формулой (Важно!):

$ИЧЭ$ (индекс чистой энергии) = $C(произв.) + C(разв.) + C(доб.) + C(зах.) + C(утил.) + C(тран.) + C(хран.)$

Индекс чистой энергии имеет размерность (Важно!): доллар/кДж.

Формула индекса чистой энергии состоит из следующих компонентов и того, что необходимо учитывать при расчетах каждого компонента:

$С_{произв.}$ – стоимость производства энергии, включая капитальные вложения на производственные мощности для производства энергии, эксплуатационные затраты в ходе производство энергии.

Для этого коэффициента важно учитывать вид энергии:

- Ветряная энергия (ветрогенератор) – стоимость турбин и их установки, затраты на эксплуатацию (техническое обслуживание, ремонт), земельные расходы, затраты на подключение к электросети, затраты на обеспечение безопасности и мониторинг работ;
- Солнечная энергия (солнечная панель) – затраты на солнечные панели и их установку, стоимость инверторов и аккумуляторов, эксплуатационные затраты (очистка панели, обслуживание), стоимость земли и инфраструктуры;

«...»

Необходимо использовать следующие источники данных:

- Минэнерго РФ (Министерство энергетики Российской Федерации): предоставляет статистику по добыче и производству различных видов энергии, капитальные и операционные расходы, а также информацию о развитии энергетической инфраструктуры.
- Росстат (Федеральная служба государственной статистики): данные по экологии, выбросам загрязняющих веществ, производительности, объемам потребления и производству энергии в России.
- Ростехнадзор (Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору): нормативные данные по безопасности атомной энергетики, утилизации отходов и техногенным рискам.
- Гидрометцентр России: предоставляет климатические и метеорологические данные, которые важны для оценки потенциала возобновляемых источников энергии (солнечная и ветряная энергия).
- МЭА (Международное энергетическое агентство, IEA): обширная статистика по производству, потреблению, эффективности

и выбросам CO₂ для различных видов энергии по странам мира.

- МЭФ (Международный энергетический форум, IEF): глобальные отчеты по тенденциям и прогнозам мировых энергетических рынков.
- Всемирный банк: макроэкономические данные по затратам на энергию, данные по социально-экономическим факторам и воздействию на окружающую среду.
- Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (IRENA): отчеты и данные по возобновляемым источникам энергии, их стоимости, эффективности и потенциалу роста.
- РЭА (Российское энергетическое агентство): отчеты по перспективам и текущему состоянию энергетики в России, включая ядерную, угольную и газовую отрасли.

«...»

Результаты расчетов:

Результаты должны быть выведены в формате таблицы, представлены обоснованные выводы по общим результатам».

Этот промпт предоставляет четкие инструкции, структуру и указывает на необходимость использования современных методов для повышения точности данных, что позволяет получить от модели наиболее релевантный и точный ответ.

Механизм работы ReAct и методика Step-by-Step для проверки расчетов и выявления галлюцинаций

ReAct (Reasoning and Acting) – это подход, объединяющий логическое рассуждение и выполнение последовательных действий в модели, что помогает в улучшении точности и прозрачности ответа. ReAct особенно полезен в задачах, где требуется не просто сгенерировать ответ, но и обосновать его, следуя конкретным шагам, что минимизирует вероятность ошибок, неверных утверждений или так называемых «галлюцинаций» (фактически неверных данных, сгенерированных моделью).

Применяя метод ReAct в рамках Step-by-Step подхода, можно эффективно проверять правильность расчетов и оперативно выявлять ошибки. Этот метод состоит из следующих этапов:

ТАБЛИЦА 1. Индекс чистой энергии по каждому виду энергии

Вид энергии	Индекс чистой энергии (10 ⁻³ долл./кДж)	Выбросы CO ₂ (г/кДж)	Примечания
Ветряная энергия	2,27	550	Учитываются выбросы от добычи и производства лопастей, транспортировки и установки
Атомная энергия	3,706	13–25	Практически отсутствуют при эксплуатации, но присутствуют на этапе добычи и утилизации, сооружения
Солнечная энергия	3,828	485	Учитываются выбросы от добычи и производства панелей, транспорта и установки
Гидроэнергия	1,6046	10–20	Основные выбросы во время сооружения
Нефть	1,238	730	Высокие выбросы на всех этапах, включая добычу, переработку и сжигание
Газ	0,872	450	Высокие выбросы на всех этапах, включая добычу, переработку и сжигание
Уголь	0,525	820	Наиболее углеродоемкий вид энергии, выбросы на всех этапах

Разделение задачи на подзадачи

Основной принцип метода ReAct – разложение задачи на понятные подзадачи, которые модель решает последовательно. При вычислениях индекса чистой энергии (ИЧЭ) модель может поочередно:

- Рассчитать каждый компонент (производственная стоимость, затраты на хранение, транспортировку и т.д.).
- Учесть климатические и экономические факторы.
- Составить финальный индекс, основываясь на суммарных данных.

Такой подход уменьшает риск ошибки, так как модель проверяет и обрабатывает каждый этап отдельно, вместо того чтобы выводить окончательный результат сразу.

Построение контекстуальных связей

После разложения задачи ReAct создает контекстные связи между подзадачами. Это позволяет модели понять, как данные, вычисленные на одном этапе, могут влиять на последующие шаги.

Последовательная оценка корректности (Step-by-Step)

Каждый шаг обрабатывается и проверяется отдельно, чтобы убедиться в его корректности перед переходом к следующему этапу. Для выявления галлюцинаций и ошибок модель применяет такой алгоритм проверки:

- **Этап 1.** Модель выполняет расчет для первой подзадачи и сохраняет его в отдельной «секции» данных.
- **Этап 2.** Промежуточный результат проверяется на соответствие ожидаемым параметрам или референсным значениям (например, текущим данным о стоимости энергии).
- **Этап N.** ...

Такой процесс позволяет модели действовать итеративно, исправляя возможные ошибки на ранних стадиях и снижая вероятность накопления ошибок, которые могут привести к неверным итоговым расчетам.

Вопросы проверки (Verification Questions)

ReAct может также использовать проверочные вопросы, чтобы убедиться в правильности расчетов. Эти вопросы формулируются так, чтобы выявить возможные отклонения. Например, после расчета стоимости транспортировки можно запросить: «Соответствует ли расчет текущим данным для транспортировки?» Если обнаруживаются отклонения, модель автоматически пересматривает результаты, внося необходимые исправления.

Применение ReAct для расчета индекса чистой энергии позволила обеспечить:

- высокую точность,
- снижение галлюцинаций,
- прозрачность процесса.

Таким образом, механизм ReAct обеспечивает высокую точность и достоверность расчетов в задачах, требующих учета множества факторов, а Step-by-Step подход позволяет выявить и исправить ошибки на ранних стадиях, обеспечивая корректность конечного результата.

Результаты расчета и анализ

Рассчитанный индекс чистой энергии (ИЧЭ), представленный в таблице 1, демонстрирует сложный и неоднозначный баланс между затратами и выбросами CO₂ для каждого типа энергии.

Главная суть полученных результатов и апробации данных заключается в неоднозначности альтернативных источников энергии.

Так, например, ветряная и солнечная энергии являются одними из самых дорогих, но при этом с учетом выбросов углекислого газа на всех стадиях производства и иных слагающих компонентов ИЧЭ демонстрируют выбросы на уровне газовых и нефтяных месторождений. Хотя выбросы на стадии эксплуатации минимальны, выбросы углерода на стадии производства лопастей и панелей составляют 550 г/кДж и 485 г/кДж соответственно, приближаясь к выбросам для традиционных видов топлива, таких как газ и нефть.

Гидроэнергия обладает низким уровнем выбросов CO₂ (10–20 г/кДж) при эксплуатации, но может требовать значительных

затрат и выбросов на стадии сооружения. При этом низкий ИЧЭ делает ее одной из наиболее экономически оправданных форм генерации, несмотря на экологические и социальные последствия для речных экосистем и населенных пунктов.

Атомная энергия демонстрирует низкие выбросы при эксплуатации (13–25 г/кДж), но ИЧЭ находится на высоком уровне (3,706 × 10⁻⁶ долл./кДж) из-за значительных затрат на добычу, сооружение и утилизацию радиоактивных отходов. Несмотря на это, ее потенциал по низкому углеродному следу привлекает внимание как одного из вариантов устойчивого энергетического будущего.

Традиционные источники энергии (нефть, газ и уголь) показывают высокие выбросы на всех этапах жизненного цикла. Тем не менее за счет низких затрат на установку и эксплуатации они имеют низкий ИЧЭ, что делает их экономически привлекательными. При добавлении технологий улавливания, использования и хранения углерода (CCUS) выбросы CO₂ для данных источников могут снижаться на 60–90%, что делает их конкурентоспособными по выбросам с альтернативными источниками.

Факторы влияния на результирующие данные по ИЧЭ

Вид энергии и их влияние на ИЧЭ

- Солнечная энергия. ИЧЭ для солнечной энергии варьируется в зависимости от климатической зоны. В регионах с малой солнечной активностью индекс гораздо выше, чем в умеренном или субтропическом климате. Также необходимо учитывать факторы производства самой солнечной панели и влияния на итоговый показатель ИЧЭ.
- Ветряная энергия. Зависимость от климатических условий также велика и немалую роль играет фактор производства.
- Атомная энергия. Атомная энергия показывает стабильный ИЧЭ. Это связано с тем, что атомные станции требуют высокой инфраструктурной подготовки и долгосрочных

инвестиций, но имеют низкие эксплуатационные расходы и низкие выбросы углекислого газа.

- Гидроэнергия. Более выгодна в регионах с доступом к водным ресурсам и развитой инфраструктурой, как в умеренном и субтропическом климате. В арктических и субарктических регионах ее использование ограничено и менее рентабельно.
- Традиционные источники энергии (нефть, газ, уголь). Затраты на эти источники зависят в основном от транспортировки и экологических издержек.

Перспективы развития

Результаты подчеркивают необходимость перехода к более устойчивым источникам энергии и способности традиционных источников энергии в полной мере конкурировать с альтернативными, особенно в регионах с высокими значениями ИЧЭ для ископаемых источников. Также при должном внедрении новых технологий, таких как CCUS, по улавливанию парниковых газов традиционные источники способны быть выше по степени конкуренции и экологичности, чем альтернативные источники энергии. Это имеет важное значение для экологической политики и разработки стратегий в долгосрочный период.

Индекс чистой энергии (ИЧЭ) является мощным инструментом для оценки различных источников энергии в зависимости от климатических условий, социальных, экономических и иных факторов. Результаты расчета показывают, что использование ИЧЭ может помочь в принятии более обоснованных решений о том, какие технологии развивать для достижения устойчивого и эффективного использования энергии. Это исследование открывает новые горизонты для применения ИЧЭ и актуальность его ввода на мировом уровне в рамках государственной и региональной политики в области энергетики и экологии.

Заключение

Расчет индекса чистой энергии (ИЧЭ) демонстрирует не только универсальность этого показателя в оценке энергетических ресурсов, но и его критическую важность

на мировом уровне. ИЧЭ можно применять для анализа и сравнения энергетических систем разных стран и регионов, что делает его неоценимым инструментом для международного сотрудничества в области энергетики и борьбы с изменением климата. В современных реалиях, когда глобальная повестка требует скорейшего перехода на возобновляемые источники энергии и достижения углеродной нейтральности, ИЧЭ играет ключевую роль в создании сбалансированной и устойчивой энергетической политики.

Индекс чистой энергии важен не только как показатель, демонстрирующий конкурентоспособность традиционных источников энергии, но и как инструмент для глобальной оценки воздействия энергосистем на окружающую среду и их экономической целесообразности. Универсальность ИЧЭ позволяет учитывать множество факторов – от климатических условий и доступности ресурсов до технологических и инфраструктурных ограничений, что делает его применимым как на национальном, так и на международном уровнях.

В условиях ускоряющихся климатических изменений ИЧЭ может стать основой для долгосрочного планирования и разработки стратегий энергетической безопасности. Это подчеркивает необходимость адаптированной и дифференцированной энергетической стратегии, направленной на развитие инфраструктуры и технологий. ●

Литература

1. Шпуров И.В., Смирнов А.Ю., Токарев Д.В., Халин А.А. «Индекс чистой энергии: формулирование и принцип расчета с использованием искусственного интеллекта». Деловой журнал *Neftegaz.RU*, издательство Общество с ограниченной ответственностью Информационное агентство Нефтегаз.РУ интернэшнл (Москва), том 152, № 8, с. 26–31.
2. Шпуров И.В., Смирнов А.Ю., Токарев Д.В., Халин А.А. «Обход ограничений больших языковых моделей при расчете индекса чистой энергии». Деловой журнал *Neftegaz.RU*, издательство Общество с ограниченной ответственностью Информационное агентство Нефтегаз.РУ интернэшнл (Москва), том 153, № 9, с. 20–27.

KEYWORDS: *clean energy index, green energy, carbon footprint, artificial intelligence, greenhouse gas emission control.*

МИКРОВЗРЫВНАЯ ФРАГМЕНТАЦИЯ КАПЕЛЬ на основе таллового масла

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОТОПЛИВ В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ ТРАДИЦИОННЫМ ИСКОПАЕМЫМ ТОПЛИВАМ ОЧЕНЬ ЭФФЕКТИВНО ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ АНТРОПОГЕННЫХ ВЫБРОСОВ, ОНО ПРОИЗВОДИТСЯ ИЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА, ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНО И ВОЗОБНОВЛЯЕМО. ТАЛЛОВОЕ МАСЛО ЯВЛЯЕТСЯ ПОТЕНЦИАЛЬНО ДЕШЕВЫМ СЫРЬЕМ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА БИОТОПЛИВ, ЧТО ДЕЛАЕТ ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИ И ЭКОНОМИЧЕСКИ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫМ В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ ДЛЯ БИОТОПЛИВА. ПОЛУЧЕНИЕ СИНТЕЗ-ГАЗА КАК КЛЮЧЕВОГО КОМПОНЕНТА ПРОИЗВОДСТВА БИОТОПЛИВА ЯВЛЯЕТСЯ РЕСУРСОЗАТРАТНОЙ И ЭНЕРГОЕМКОЙ ЗАДАЧЕЙ, ПОСКОЛЬКУ ТАКИЕ МАСЛА ТРУДНО ИСПАРЯЮТСЯ ДАЖЕ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ НАГРЕВА. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ФРАГМЕНТАЦИИ ДВУХЖИДКОСТНЫХ КАПЕЛЬ НА ОСНОВЕ ТАЛЛОВОГО МАСЛА И КЕРОСИНА С ДОБАВЛЕНИЕМ 20 VOL.% ВОДЫ В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ГАЗОВОЙ СРЕДЕ. ИССЛЕДОВАНЫ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАПЕЛЬ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ ПРИ МИКРОВЗРЫВНОМ РАСПАДЕ, УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ЗА СЧЕТ МИКРОВЗРЫВНОЙ ФРАГМЕНТАЦИИ МОЖНО СНИЗИТЬ ВРЕМЯ ЖИЗНИ КАПЕЛЬ НА ОСНОВЕ ТАЛЛОВОГО МАСЛА БОЛЕЕ ЧЕМ В 9 РАЗ, ПРИ ЭТОМ УВЕЛИЧИВ ПЛОЩАДЬ ПОВЕРХНОСТИ ИСПАРЕНИЯ БОЛЕЕ ЧЕМ В 70 РАЗ. ПРОАНАЛИЗИРОВАН СОСТАВ ГАЗОВОЙ СРЕДЫ, ОБРАЗУЮЩЕЙСЯ В РЕЗУЛЬТАТЕ НАГРЕВА ОДНОРОДНЫХ И ДВУХЖИДКОСТНЫХ КАПЕЛЬ. С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ MCDM-ПОДХОДА РАССЧИТАНЫ ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ И АБСОЛЮТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБЩЕГО ПОКАЗАТЕЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПАРЕНИЯ И СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА, УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ПУТЕМ ДОБАВЛЕНИЯ ВОДЫ К ТОПЛИВУ МОЖНО ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПАРЕНИЯ И СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА В 9,18 РАЗА ДЛЯ КЕРОСИНА И В 15,52 РАЗА ДЛЯ ТАЛЛОВОГО МАСЛА

THE USE OF BIOFUELS AS AN ALTERNATIVE TO TRADITIONAL FOSSIL FUELS IS VERY EFFECTIVE IN REDUCING ANTHROPOGENIC EMISSIONS; IT IS PRODUCED FROM ORGANIC MATTER, ENVIRONMENTALLY SAFE AND RENEWABLE. TALL OIL IS A POTENTIALLY CHEAP RAW MATERIAL FOR THE PRODUCTION OF BIOFUELS, WHICH MAKES ITS USE ENVIRONMENTALLY AND ECONOMICALLY ATTRACTIVE AS A RAW MATERIAL FOR BIOFUELS. OBTAINING SYNTHESIS GAS AS A KEY COMPONENT OF BIOFUEL PRODUCTION IS A RESOURCE-CONSUMING AND ENERGY-INTENSIVE TASK, SINCE SUCH OILS ARE DIFFICULT TO EVAPORATE EVEN AT HIGH HEATING TEMPERATURES. THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF EXPERIMENTAL STUDIES OF TWO-LIQUID DROPLETS FRAGMENTATION BASED ON TALL OIL AND KEROSENE WITH THE ADDITION OF 20 VOL.% WATER IN A HIGH-TEMPERATURE GAS ENVIRONMENT. THE PROPERTIES OF DROPLETS FORMED DURING MICRO-EXPLOSIVE DECOMPOSITION WERE STUDIED. IT WAS FOUND THAT DUE TO MICRO-EXPLOSIVE FRAGMENTATION, IT IS POSSIBLE TO REDUCE THE LIFETIME OF DROPLETS BASED ON TALL OIL BY MORE THAN 9 TIMES, WHILE INCREASING THE EVAPORATION SURFACE AREA BY MORE THAN 70 TIMES. THE COMPOSITION OF THE GAS ENVIRONMENT FORMED AS A RESULT OF HEATING HOMOGENEOUS AND TWO-LIQUID DROPLETS WAS ANALYZED. USING THE MCDM APPROACH, THE RELATIVE AND ABSOLUTE INDICATORS OF THE OVERALL EFFICIENCY OF FUEL EVAPORATION AND COMBUSTION WERE CALCULATED. IT WAS FOUND THAT BY ADDING WATER TO THE FUEL, THE EFFICIENCY OF FUEL EVAPORATION AND COMBUSTION CAN BE INCREASED BY 9.18 TIMES FOR KEROSENE AND BY 15.52 TIMES FOR TALL OIL

Ключевые слова: *микровзрывная фрагментация, талловое масло, двухжидкостные капли, испарение, задержки распада, вторичные капли, биотопливо.*

Антонов Дмитрий Владимирович

Исследовательская школа физики высокоэнергетических процессов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, доцент, к.ф.-м.н.

Федоренко Роман Михайлович

Исследовательская школа физики высокоэнергетических процессов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, ассистент, к.ф.-м.н.

Стрижак Павел Александрович

Инженерная школа энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, профессор, д.ф.-м.н.

В последние годы в научном сообществе все больше растет интерес к применению биотоплив на основе масел растительного происхождения в энергетике и транспортном секторе [1, 2]. Использование биотоплив в качестве альтернативы традиционным ископаемым топливам очень эффективно для сокращения выбросов оксидов углерода, оно производится из органического вещества, экологически безопасно и возобновляемо [3]. Одной из наиболее обещающих стратегий сокращения антропогенных выбросов в ряде отраслей является широкомасштабный переход на топливо из возобновляемых источников (растительного происхождения). В настоящий момент уже существуют и применяются методики и технологии производства таких видов альтернативных топлив, как биодизель, биокеросин, биоэтанол [4–9]. Однако потенциал возобновляемого сырья для эффективной замены существующих традиционных видов топлив еще недостаточно развит, а в настоящий момент с экономической точки зрения ни один производственный процесс пока не может конкурировать с ценами на ископаемое топливо [4]. Привлекательности биотоплив в настоящий момент способствует активное развитие данного направления и поддержка мирового научного сообщества, проводятся исследования и оценки, направленные на коммерциализацию биотоплив, повышение их экономической эффективности [10].

Биодизель как альтернативу дизельному топливу получают из возобновляемых источников, таких как растительные масла и животные жиры. Масло или жир реагируют со спиртом с образованием сложных эфиров (биодизеля) и глицерина. Для повышения скорости реакции и выхода продукта применяют щелочной или кислотный катализаторы. Такая реакция известна как переэтерификация или алкоголиз [11]. Свойства биодизеля очень близки к дизельному топливу, что позволяет использовать его как в чистом виде, так и в качестве добавки к традиционному дизельному топливу [12]. Преимущества такого вида топлива над традиционным дизельным топливом, полученным в результате нефтепереработки, заключаются в снижении выбросов CO, SO_x, твердых частиц, а также повышении эффективности сгорания [3]. Глицерин как побочный продукт производства биодизеля в дальнейшем может применяться в фармацевтике, производстве косметики и других отраслях промышленности.

Большой интерес в качестве сырья для производства биотоплив вызывает талловое масло [13]. Сырое талловое масло является основным побочным продуктом производства целлюлозы с использованием древесины хвойных пород деревьев и представляет собой темно-коричневую жидкость с запахом, похожим на древесную смолу [5, 14]. Сырое талловое масло является потенциально дешевым сырьем для производства биотоплив путем этерификации с предварительной очисткой для удаления канифольных кислот и прочих примесей [6, 15]. Это делает применение таллового масла экологически и экономически привлекательным для дальнейшего использования в качестве сырья для биотоплива [13].

Еще одним перспективным направлением использования таллового масла является производство биокеросина. Керосин широко применяется в различных отраслях, однако основная часть потребления данного углеводородного топлива приходится на авиационные газотурбинные двигатели. На авиационную промышленность приходится почти 3% мировых выбросов CO₂ из-за использования ископаемой энергии в качестве топлива для авиации [4]. Альтернативой для решения данной проблемы может стать использование биокеросина для снижения антропогенных выбросов. Сырое талловое масло может быть использовано для производства биокеросина наравне с другими растительными маслами и жирами [7]. Существует несколько способов получения биокеросина. Международная организация по испытаниям и материаловедению синтезирует биотопливо, получаемое путем превращения биомассы и газа в жидкость, а также путем прямого превращения сахара в углеводороды [16]. Однако из-за жестких требований и систем допуска максимальная добавка биокеросина к традиционному топливу, полученному в результате нефтепереработки, не должна превышать 50% [17].

Одним из наиболее доступных и эффективных способов получения биотоплив также является синтез Фишера-Тропша, известный физико-химический процесс, происходящий в присутствии катализатора, в котором монооксид углерода и водород преобразуются в жидкие углеводороды [16]. Однако для получения устойчивого продукта важно, чтобы использованный газ был получен не из ископаемых топлив. Эта проблема может быть решена при использовании биомассы в качестве сырья для получения биогаза [18]. Однако получение биогаза из масел растительного происхождения является ресурсозатратной и энергоемкой задачей, поскольку они имеют малые скорости испарения и разложения [19].

Повысить эффективность процесса получения биотоплив можно за счет применения эффектов микровзрывного дробления капель [20]. Данные процессы позволяют кратно увеличить площадь поверхности испарения жидкости и ее химического реагирования за счет измельчения исходных капель до уровней нескольких десятков микрон [21]. В наших ранних исследованиях установлено, что эффекты микровзрывного измельчения показывают себя наиболее эффективно, т.е. обеспечивают образование вторичных капель с минимальными размерами в случае с высоковязкими жидкостями,

ТАБЛИЦА 1. Характеристики компонентов, использованных в настоящей работе при 300 К

Жидкость	λ , W/(m·K)	C , J/(kg·K)	ρ , kg/m ³	σ , N/m	μ , mPa·s
Дистиллированная вода	0,60	4200	998,2	0,072	1,004
Сырое талловое масло	0,14	2000	882,8	0,041	2443,963
Очищенное талловое масло	0,14	1757	881,7	0,035	72,025
Керосин	0,101	1802	819,0	0,024	1,500

например рапсовым маслом [22, 23]. Применение данных эффектов может быть использовано для интенсификации процессов получения биогаза из таллового масла как одного из наиболее доступных и распространенных продуктов. В связи с чем необходимо изучить предельные условия и режимы микровзрывной фрагментации, а также характеристики вторичных фрагментов для составов на основе таллового масла, а также рассмотреть экологическую эффективность данных процессов.

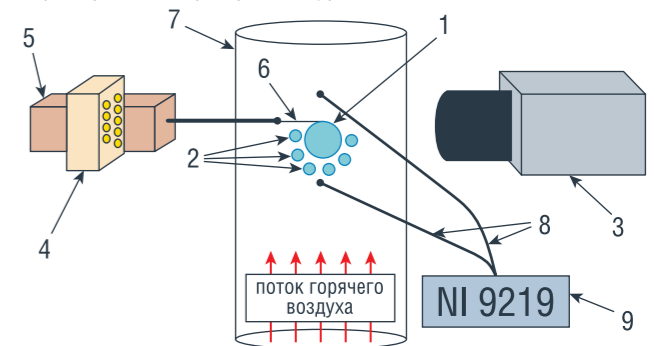
Цель настоящей работы – установление по результатам экспериментальных исследований интегральных характеристик микровзрывной фрагментации неоднородных капель на основе таллового масла.

Материалы и экспериментальная методика

В качестве исследуемых жидкостей использовались дистиллированная вода, керосин марки ТС-1, сырое (СТО) и отфильтрованное (ДТО) талловое масло. Сырое талловое масло представляет собой вязкую темно-коричневую пахучую жидкость и является продуктом лесопереработки, получаемым путем разложения сульфатного мыла, который, в свою очередь, образуется во время варки древесного сырья. Сырое талловое масло является недорогим сырьем для производства биотоплив, что делает его применение в качестве сырья для производства биотоплива экономически и экологически оправданным [24]. Очищенное талловое масло получается путем процесса очистки сырого таллового масла от примесей и загрязнений. Оно может быть использовано в пищевой промышленности для приготовления различных продуктов, таких как сладости, выпечка, сметана и масло [25].

Двухжидкостные капли формировались с помощью двух электронных дозаторов Finnpiette Novus (шаг варьирования генерируемого объема 0,1 μ l). На первом этапе формировалась капля воды заданного объема, которая подвешивалась на держатель. Затем генерировалась капля горючего компонента, которая растекалась по поверхности первой, образуя на ее поверхности пленку. Концентрации компонентов при проведении экспериментов были следующими: вода – 20 vol. %, горючая жидкость – 80 vol. %. При таком соотношении компонентов можно добиться максимального увеличения площади поверхности испарения [26]. Вязкость жидкостей определялась с помощью вискозиметра Brookfield DV3T LV при комнатной температуре жидкости (298 К). Для измерения вязкости жидкостей (в диапазоне $\mu = 0,001 - 6000$ Pa·s) в стандартный набор вискозиметра входили четыре шпинделя [23].

РИСУНОК 1. Схема экспериментального стенда для исследования характеристик микровзрывной фрагментации



1 – исходная двухжидкостная капля, 2 – вторичные капли, 3 – высокоскоростная камера, 4 – светодиодный прожектор, 5 – координатный механизм, 6 – держатель, 7 – теплоизолированный металлический цилиндр, 8 – термопары, 9 – система регистрации температуры National Instruments

Скорость вращения шпинделей варьировалась в диапазоне 10–250 rpm. Погрешность измерения установки в соответствии с ASTM D445 составила $\pm 1\%$. Измерение поверхностного натяжения проводилось с помощью тензиометра K6 фирмы KRUSS методом отрыва кольца (метод дю Нуи) при температуре 278 К. Калибровка прибора осуществлялась с помощью измерения поверхностного натяжения бидистиллированной воды (поправочный коэффициент 0,995). Свойства использованных компонентов приведены в таблице 1.

Методика проведения экспериментальных исследований аналогична использованной в работе [27]. Для изучения процессов микровзрывного распада применялся экспериментальный стенд представленный на рисунке 1. В качестве нагревательной системы использовалась трубчатая муфельная печь (диапазон температур от 293 до 1523 К), которая располагалась вертикально. Сверху на выходе муфельной печи устанавливался металлический теплоизолированный цилиндр (толщина стенки 10 мм, температура внешней стенки не более 333 К) с проделанными в нем отверстиями для поддержания постоянной температуры на выходе муфельной печи. В цилиндре выполнены отверстия для ввода капель в зону нагрева и регистрации процессов распада. Исследуемые капли вводились в область регистрации с помощью координатного механизма, на конце которого находился тонкий нихромовый держатель диаметром 0,2 мм. Область регистрации подсвечивалась с помощью светодиодного прожектора. Процессы прогрева, испарения и фрагментации капель регистрировались

с помощью высокоскоростной видеокамеры в режиме замедленной съемки 3260 кадров в секунду при разрешении 1280×800 пикселей; глубина изображения 12 бит; минимальная экспозиция 1 мкс; размер пикселя 20 мкм). Частота съемки при проведении экспериментов составляла 2000 fps при разрешении 512×512 пикселей. Полученные по результатам экспериментов видеофрагменты обрабатывались в программном обеспечении Phantom Camera Control. При обработке регистрировались время задержки начала распада неоднородных капель, время существования капель и их размеры. Систематические погрешности определения параметров не превышали 0,001 с, 0,025 мм и 0,05 мм соответственно. Размер капле измерялся в момент их непосредственного ввода в зону нагрева. Радиус капли рассчитывался как радиус круга, имеющего ту же площадь, что и область, занимаемая каплей на изображении, с интенсивностью отличной от фона (т.е. область, занимаемая каплей) $R_d = \sqrt{S/\pi}$.

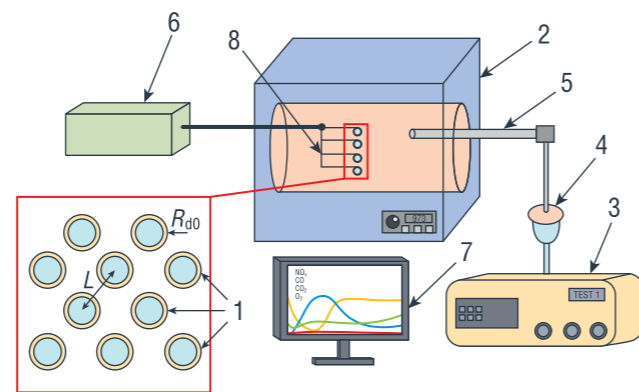
Последовательность обработки видеокадров с помощью разработанного кода приведена в [19]. Оценки несферичности исходных капель показали, что отличия размеров капель в продольном и поперечном сечениях не превышали 15%. Анализ количества и размеров вторичных фрагментов осуществлялся с помощью теневого метода SP, для этого применялся код, разработанный в системе MATLAB. На основании полученных данных строились распределения по размерам вторичных фрагментов.

Температура внутри цилиндра регистрировалась с помощью системы, состоящей из комплекса сбора данных National Instruments и малоинерционных термодатчиков с погрешностями измерения температуры менее ±3 К и времени менее 0,1 с. Для калибровки системы температура внутри цилиндра измерялась в нескольких сечениях потока на разном расстоянии от выходного отверстия с шагом 1 см при разных температурах в муфельной печи. Для минимизации влияния градиента температур на характеристики взрывного дробления капель выбрано такое расстояние от выходного отверстия муфельной печи (3–4 см), чтобы температура в области регистрации оставалась постоянной (изменения не более 10 К).

На рисунке 2 представлена схема экспериментального стенда. Методика проведения экспериментальных исследований аналогична использованной в работе [28, 29]. Процессы микровзрывного распада топлив протекали в горизонтальной трубчатой муфельной печи Nabertherm R 50/250/13 (диапазон варьирования температуры 293–1473 К; температура регулируется по сигналу встроенной термопары типа S). В ходе экспериментов температура газовой среды внутри муфельной печи составляла 773 К. Выбор температуры обусловлен тем, что при данных условиях зарегистрированы максимальные последствия микровзрывного распада для всех исследуемых составов. Контроль и измерение состава газа, образующегося в процессе прогрева, испарения, фрагментации и горения двухжидкостных капель, осуществлялись с применением газоаналитической системы Тест 1 («Бонэр-ВТ», г. Новосибирск). В состав системы входил модульный зонд, система конденсации и фильтрации, измерительный блок с группой сенсоров (указаны диапазон и погрешность): электрохимические – NO (0–2000 ppm, ±5%),

оптические – CO₂ (0–30%, ±2%), CO (0–30%, ±5%). Координатный механизм обеспечивал перемещение держателя с группой двухжидкостных капель, расположенных на равных расстояниях друг от друга $L = 5$ мм. Расстояние между каплями выбиралось таким образом, чтобы исключить влияние соседних капель на условия прогрева, испарения и фрагментации капель [30]. Для управления движением координатным механизмом, а также для мониторинга и контроля за концентрациями газов использовался персональный компьютер.

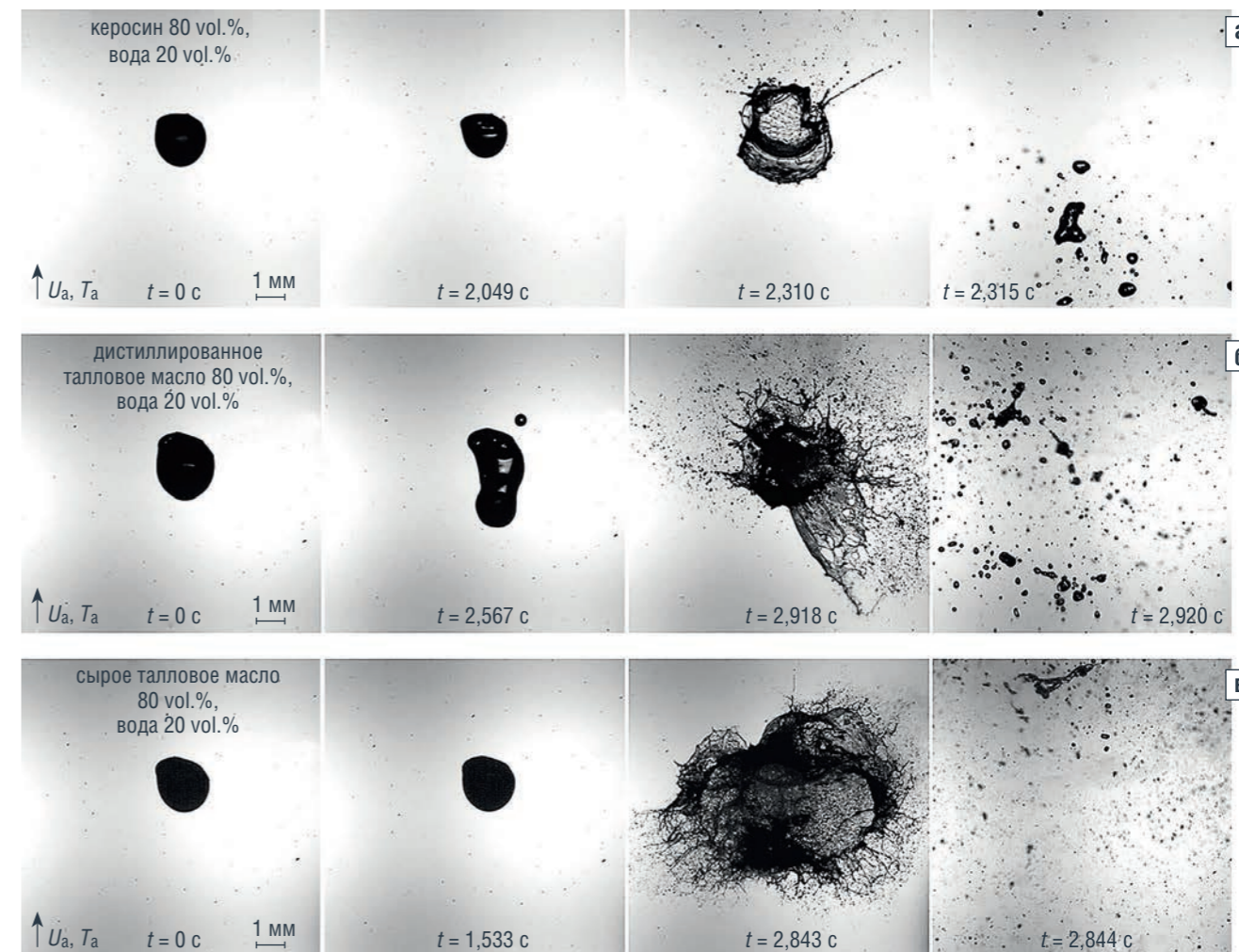
РИСУНОК 2. Схема экспериментального стенда для исследования антропогенных выбросов при микровзрывной фрагментации



1 – двухжидкостные капли, 2 – трубчатая муфельная печь, 3 – газоанализатор, 4 – система конденсации и фильтрации, 5 – зонд-щуп газоанализатора, 6 – координатный механизм, 7 – персональный компьютер, 8 – держатель

Методика проведения экспериментов по изучению состава газовой среды при микровзрывном распаде двухжидкостных капель аналогична использованной в [31]. На первом этапе на держателе с помощью двух электронных дозаторов генерировалась группа двухжидкостных капель. Далее держатель с группой капель с помощью координатного механизма подавался в предварительно нагретую муфельную печь. Входное отверстие в печи после ввода образцов топлива закрывалось плотным слоем теплоизолирующего материала. С противоположной стороны в аналогичное выходное отверстие встраивался модульный зонд газоанализатора, после чего оно также закрывалось. На момент ввода образца топлива в печь регистрация концентраций состава газа уже инициировалась. Образующийся в процессе горения газ посредством тяги, создаваемой насосом, проходил через системы конденсации и фильтрации (для осушения и удаления загрязнений) и поступал для анализа в газоаналитические ячейки (сенсоры). В этот момент на мониторе компьютера с учетом инерционности сенсоров отображались тренды изменения концентраций компонентов газовой смеси. После завершения эксперимента (момент определялся по показаниям газоанализатора, когда концентрация кислорода достигала нормальных значений ≈ 20,9%) держатель выводился из печи механизированным координатным устройством, а ее пространство продувалось потоком свежего воздуха для удаления оставшейся газовой пробы. При идентичных начальных условиях проводили от 5 до 10 экспериментов в рамках одной серии измерений.

РИСУНОК 3. Видеокадры микровзрывной фрагментации двухжидкостных капель ($T_a = 783$ К, $R_{d0} = 1,05$ мм): а – керосин 80 vol.%, вода 20 vol.%; б – дистиллированное талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%; в – сырое талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%



Результаты и обсуждения

Предельные условия и режимы фрагментации капель

На рисунке 3 представлены типичные кадры с иллюстрацией фрагментации одиночных двухжидкостных капель при нагреве в высокотемпературной газовой среде. Установлено, что капли на основе сырого таллового масла во всем диапазоне исследуемых температур стабильно распадались в режиме полной фрагментации (микровзрыва), в то время как для капель на основе керосина и отфильтрованного таллового масла в процессе нагрева характерна смена режимов от частичной фрагментации (паффинга) к полной (микровзрыв). Например, после нескольких интенсивных частичных фрагментаций исходной капли регистрировался определенный временной интервал, за которым следовал микровзрыв, приводящий к ее полному распаду. Продемонстрированные видеокадры показывают, что для исходных капель на основе сырого таллового масла размеры вторичных фрагментов намного меньше, чем в случаях с каплями на основе керосина и отфильтрованного таллового масла, вторичные фрагменты с максимальными размерами формировались для капель на основе керосина.

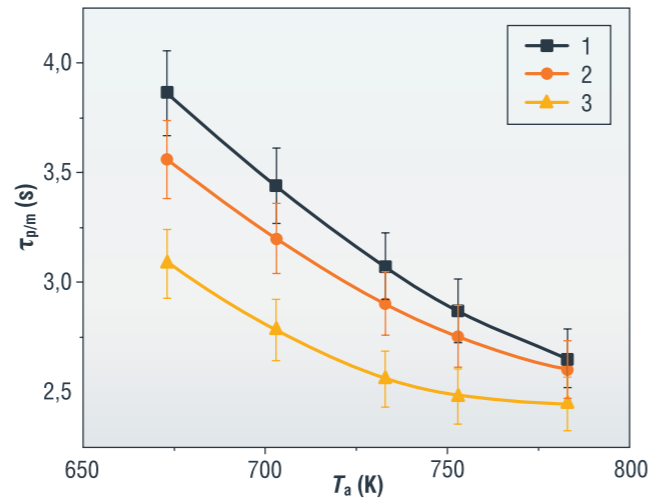
Физический механизм реализации микровзрывной фрагментации двухжидкостных капель заключается в достижении на границе раздела «вода/топливо» температуры начала взрывного вскипания воды [32]. Топливо (талловое масло, керосин) имеет температуру кипения значительно выше, чем вода, что позволяет воде вблизи границы раздела фаз перегреваться выше своей температуры кипения (373,15 К). Поскольку граница раздела фаз имеет волнообразную структуру, то зародышеобразование и дальнейший рост пузыря происходят непосредственно вблизи нее (гетерогенная нуклеация), что подтверждается результатами ранних исследований [22]. Именно локальный перегрев воды в двухжидкостных каплях (приводит к цепной активации низкотемпературных центров парообразования [33]) является основной причиной их разрушения. Справедливо предположить, что для разрыва двухжидкостной капли необходимо достижение условий, когда силы давления паров воды в паровой пленке превышают силы поверхностного натяжения, удерживающие объем жидкости. Вязкость в данном случае влияет на долю энергии, необходимой для перемещения слоев жидкости относительно друг друга. Т.е. чем выше вязкость жидкости, тем больше должно быть давление паров воды в паровой пленке для формирования критического размера пузыря с последующим разрушением топливной оболочки. Это требует дополнительных затрат энергии

и времени, необходимых для парообразования и роста давления паров воды. При этом в таких условиях достигается более интенсивная фрагментация капель. Соответствующие оценки влияния реологических свойств на характеристики микровзрывного распада представлены в [23].

В наших ранних исследованиях установлено, что эффекты микровзрывного измельчения реализуются наиболее эффективно, т.е. обеспечивают образование максимального числа вторичных фрагментов с минимальными размерами, в случае если топливная оболочка будет представлена высоковязкими жидкостями, например рапсовым маслом [22]. Поскольку вязкость сырого таллового масла намного выше, чем для остальных использованных жидкостей, это приводит к тому, что образующиеся при нагреве пузырьки пара не могут быстро выйти на поверхность и спровоцировать отрыв фрагментов жидкости от капли из-за высокой силы внутреннего трения. Требуется больше времени для того, чтобы силы давления паров в капле преобладали над силами ее внутреннего трения и поверхностного натяжения, внутри капли накапливается большее количество энергии, что стимулирует ее разрушение.

Результаты исследований по влиянию температуры газовой среды на времена задержки микровзрывного распада двухжидкостных капель представлены на рисунке 4. Видно, что времена задержки микровзрывного распада двухжидкостных капель экспоненциально снижаются с ростом температуры греющей среды (рис. 4). Это обусловлено главным образом экспоненциальными зависимостями скоростей прогрева и испарения горючих и негорючих жидкостей от температуры. При этом, чем значительнее (масштабнее) изменения этих скоростей для разных жидкостей, тем существеннее менялись времена $\tau_{р/м}$. Хорошо видно, что на времена задержки микровзрывного распада существенное влияние оказывает тип горючей жидкости. Минимальные времена задержки микровзрывного распада соответствуют составу, где в качестве горючей жидкости использовался керосин, а максимальные –

РИСУНОК 4. Зависимости времен задержки распада двухжидкостных капель ($R_{d0} = 1,05$ мм) от температуры газовой среды для составов: 1 – сырое талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%; 2 – дистиллированное талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%; 3 – керосин 80 vol.%, вода 20 vol.%



составу с сырым талловым маслом. Это обусловлено тем, что керосин в своем составе содержит более летучие компоненты в отличие от таллового масла, которое является трудно испаряемым веществом и содержит в своем составе более тяжелые компоненты (в частности, метиловые эфиры жирных кислот). Для капель на основе сырого таллового масла характерен микровзрыв во всем диапазоне температур нагрева, а для керосина – паффинг (частичная фрагментация). Для капель на основе отфильтрованного таллового масла наблюдался переход от паффинга к микровзрыву с ростом температуры газовой среды.

На рисунке 5 приведены времена полного существования двухжидкостных капель горючих жидкостей (а), а также времена испарения однородных капель (б) на основе керосина, сырого и отфильтрованного таллового масла при варьировании температуры газовой среды.

РИСУНОК 5. Зависимости времен полного существования двухжидкостных капель τ_p (а) и времен испарения однородных капель τ_e (б) при варьировании температуры газовой среды ($R_{d0} = 1,05$ мм): 1 – сырое талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%; 2 – дистиллированное талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%; 3 – керосин 80 vol.%, вода 20 vol.%; 4 – сырое талловое масло 100 vol.%; 5 – DTO 100 vol.%; 6 – керосин 100 vol.%

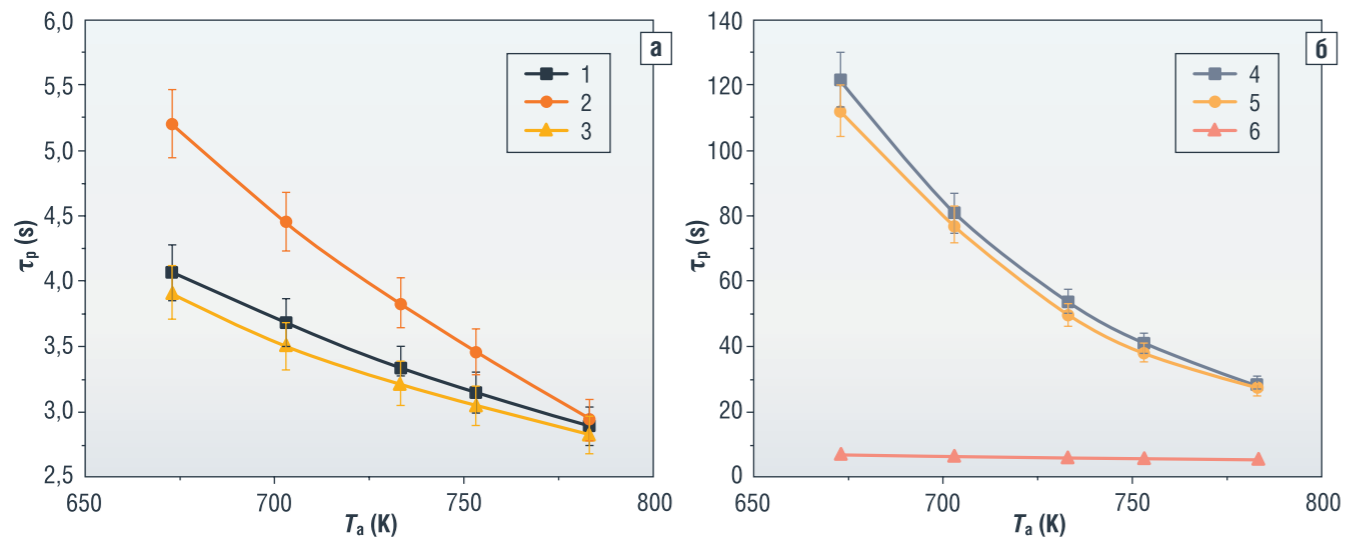
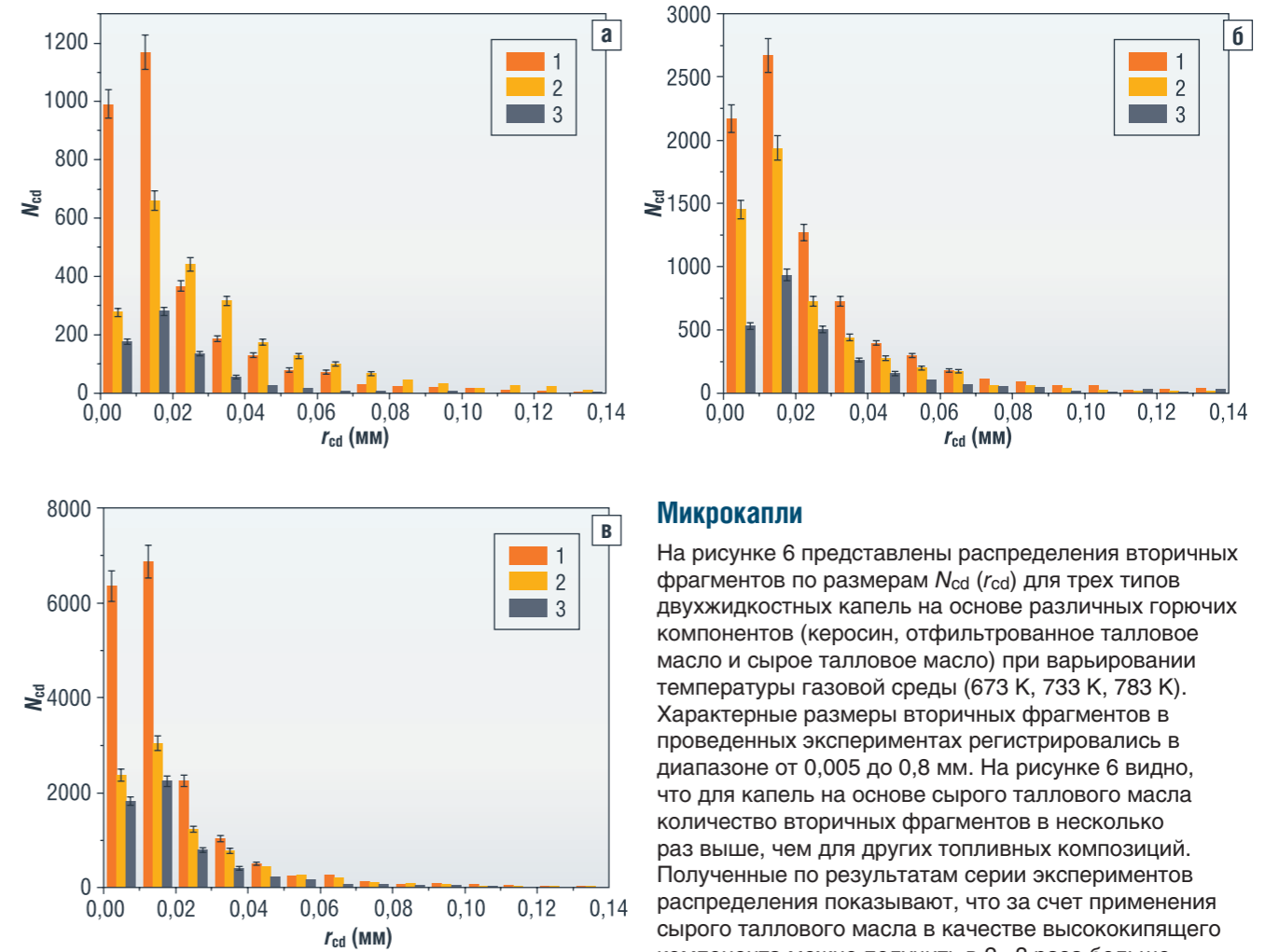


РИСУНОК 6. Распределения вторичных фрагментов по размерам при микро-взрывной фрагментации двухжидкостных капель ($R_{d0} = 1,05$ мм) при варьировании температуры газовой среды (а – $T_a = 673$ К, б – $T_a = 733$ К, в – $T_a = 783$ К): 1 – сырое талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%; 2 – дистиллированное талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%; 3 – керосин 80 vol.%, вода 20 vol.%



Микрокапли

На рисунке 6 представлены распределения вторичных фрагментов по размерам $N_{cd}(r_{cd})$ для трех типов двухжидкостных капель на основе различных горючих компонентов (керосин, отфильтрованное талловое масло и сырое талловое масло) при варьировании температуры газовой среды (673 К, 733 К, 783 К). Характерные размеры вторичных фрагментов в проведенных экспериментах регистрировались в диапазоне от 0,005 до 0,8 мм. На рисунке 6 видно, что для капель на основе сырого таллового масла количество вторичных фрагментов в несколько раз выше, чем для других топливных композиций. Полученные по результатам серии экспериментов распределения показывают, что за счет применения сырого таллового масла в качестве высококипящего компонента можно получить в 2–3 раза больше вторичных фрагментов с минимальными размерами, чем при использовании отфильтрованного таллового масла или керосина. Результаты демонстрируют, что

Из сравнения рисунка 4 и рисунка 5а видно, что для капель на основе сырого таллового масла времена задержки распада и существования достаточно близки, что говорит о стабильной реализации микровзрыва и малом времени, требуемому на формирование мелкодисперсного аэрозоля. В то же время на основе отфильтрованного таллового масла можно видеть, что время существования таких капель наибольшее из всех исследуемых составов, что говорит о длительном протекании процесса puffing. Для капель на основе керосина времена существования минимальные, несмотря на то что такие капли распадались в режиме паффинга, процесс протекал достаточно быстро, а исходная капля интенсивно испарялась вследствие высоких скоростей испарения керосина. На рисунке 5б продемонстрированы времена полного испарения однородных капель топлив аналогичных размеров при идентичных параметрах нагрева. Как можно видеть из рисунка 5, благодаря эффектам микровзрывного распада можно снизить времена существования капель более чем в 20 раз. Полученные данные позволяют обосновать эффективность применения процессов микровзрывного распада для повышения скоростей испарения высоковязких жидкостей, имеющих малые скорости испарения.

РИСУНОК 7. Отношения площадей свободной поверхности жидкости после и до распада (S_1/S_0) при варьировании температуры газовой среды ($R_{d0} = 1,05$ мм): 1 – сырое талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%, 2 – отфильтрованное талловое масло 80 vol.%, 3 – керосин 80 vol.%, вода 20 vol.%

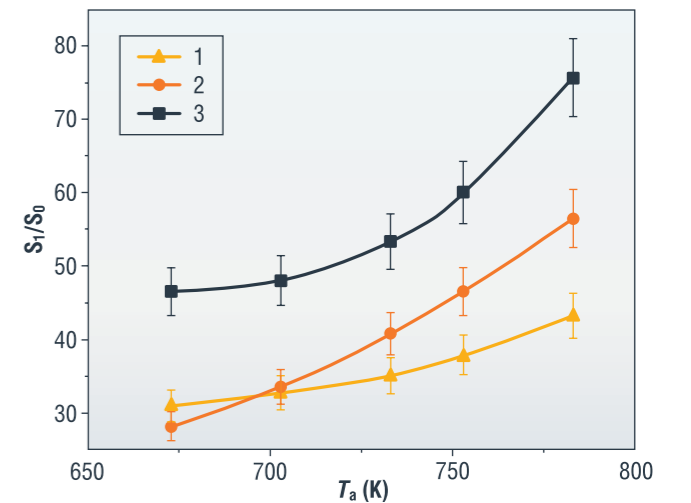
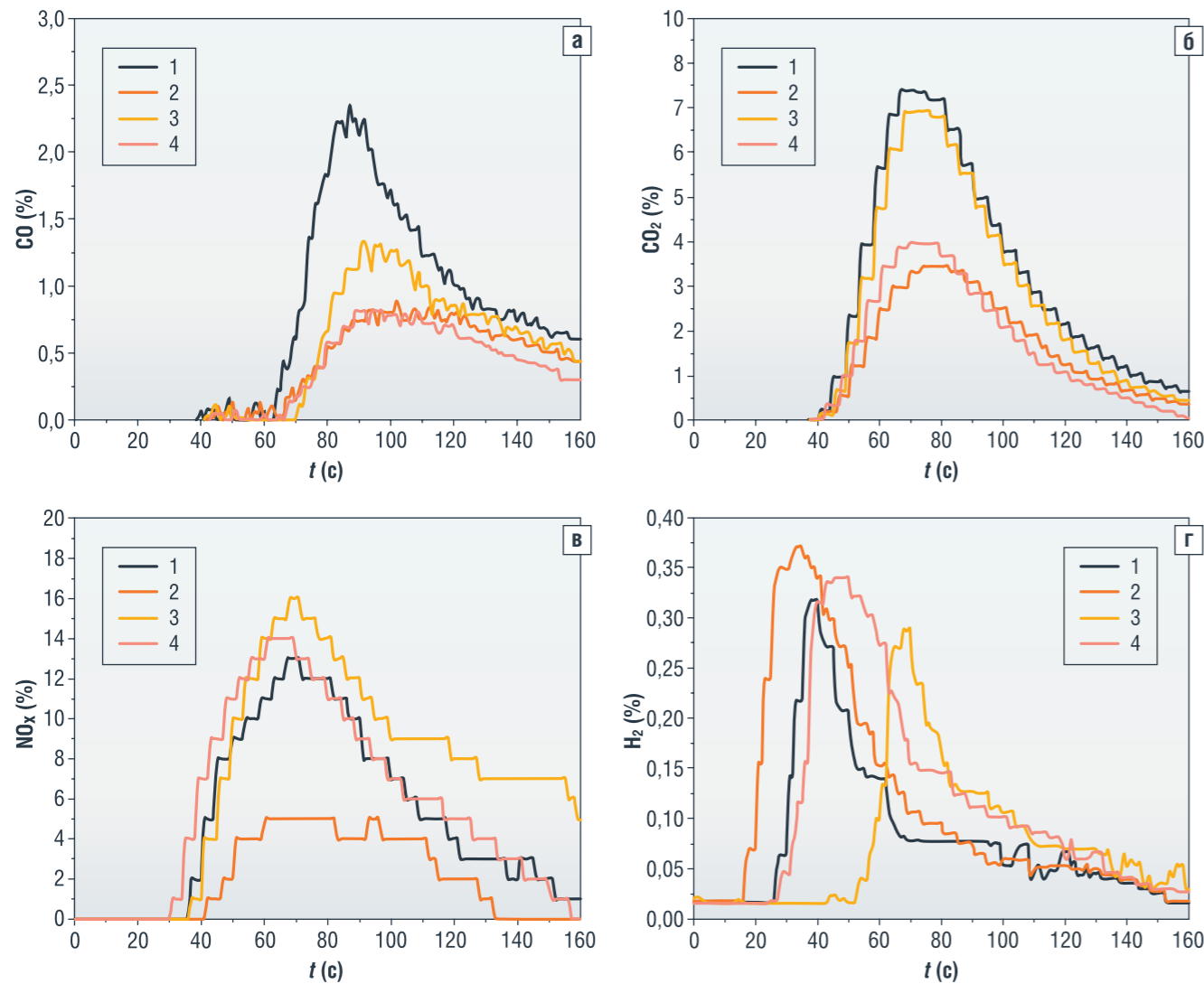


РИСУНОК 8. Концентрации выбросов CO (а), CO₂ (б), NO_x (в) и H₂ (г) в составе дымовых газов, образующихся в процессе прогрева и сжигания однородных и двухжидкостных капель (R_{d0} = 1,05 мм; T_a = 783 К): 1 – керосин 100 vol.%; 2 – керосин 80 vol.%, вода 20 vol.%; 3 – сырое талловое масло 100 vol.%; 4 – сырое талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%



чем выше вязкость горючего компонента, тем больше вторичных фрагментов с меньшими размерами формируется в результате микровзрывного распада. Число Лапласа, характеризующее отношение силы поверхностного натяжения и диссипативных сил для данных жидкостей, отличается на несколько порядков, причем чем выше вязкость и поверхностное натяжение горючего компонента, тем меньше данная характеристика. Чем более вязкая жидкость, тем больше энергии, затрачиваемой на рост пузыря и приводящей к разрушению исходной капли, переходит в механическую энергию дробления.

Сравнение отношения площадей после и до распада (рис. 7) также демонстрирует, что наибольшего увеличения площади поверхности жидкости можно добиться при использовании сырого таллового масла. Зарегистрирован рост площади свободной поверхности жидкости более чем в 70 раз при температуре газовой среды 783 К. Данный показатель для керосина не превысил 45, а для отфильтрованного таллового масла – 60. Эти результаты обосновали целесообразность применения микровзрывного измельчения капель на основе сырого таллового масла в реакторах для получения синтез-газа.

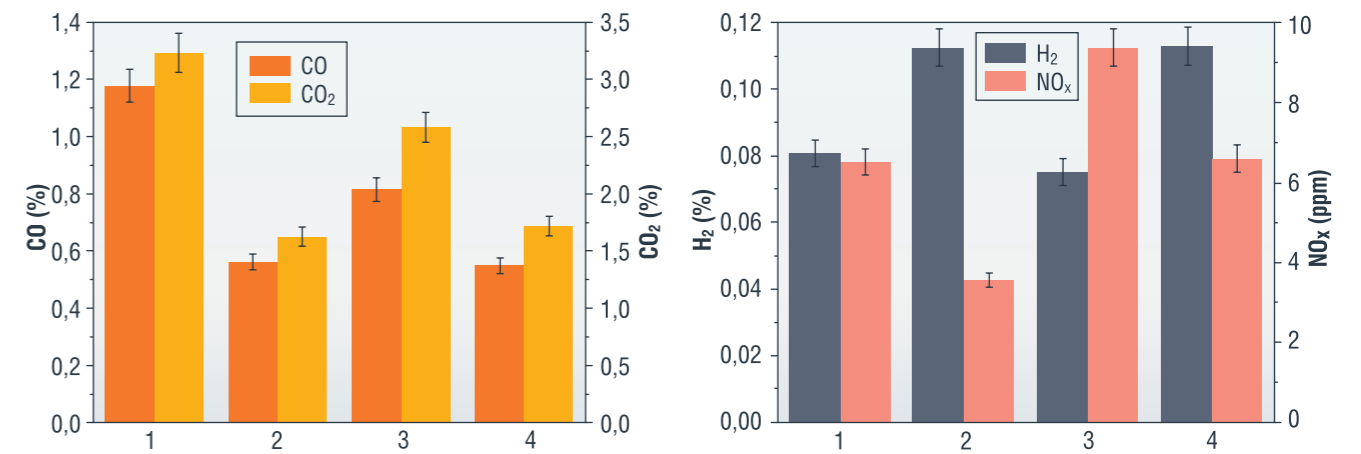
Таким образом, полученные данные позволяют сделать вывод о том, что применение сырого таллового масла позволяет увеличить количество вторичных фрагментов более чем в три раза в сравнении с керосином и отфильтрованным талловым маслом.

Эмиссия

Для изучения состава продуктов испарения и сжигания однородных и двухжидкостных капель использовались два типа горючих жидкостей. Первый состав на основе керосина, второй – на основе сырого таллового масла. В экспериментах использовались однородные капли топлива и двухжидкостные капли. Данные составы были выбраны для оценки влияния процессов микровзрывного распада на антропогенные выбросы и выход продуктов синтез-газа для производства биотоплива.

На рисунке 8 представлены типичные тренды, демонстрирующие характерные выбросы, образующиеся при прогреве однородных и двухжидкостных капель. Из рисунка 8 видно, что добавление воды к горючей жидкости в концентрации

РИСУНОК 9. Осредненные концентрации углекислого газа, угарного газа, оксидов азота и водорода в составе дымовых газов, образующихся в процессе прогрева и сжигания однородных и двухжидкостных капель на основе керосина и таллового масла (T_a ≈ 770 ± 5 К; R_d ≈ 1,05 ± 0,05 мм): 1 – керосин 100 vol.%; 2 – керосин 80 vol.%, вода 20 vol.%; 3 – сырое талловое масло 100 vol.%; 4 – сырое талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%



20 vol. % позволяет снизить концентрации CO₂ и NO_x. Пиковые значения концентраций CO₂ снижаются более чем на 54 % и 42 % для керосина и сырого таллового масла соответственно. Снижение концентрации CO₂ является подтверждением неполного сгорания топлива, вода эффективно поглощает тепло, а при реализации эффектов паффинга/микровзрыва водяной пар значительно снижает температуру в локальной области камеры сгорания, где реализуется распад [34]. Выбросы NO_x также сокращаются при добавлении воды, пиковые значения концентраций NO_x сокращаются на 60 % для керосина и на 12 % для таллового масла. Полученные данные хорошо коррелируют с результатами других авторов [35].

Снижение выбросов оксидов азота может быть связано с паровой газификацией жидких продуктов термического разложения и неполным сгоранием испаряющегося таллового масла, за счет чего меньшее количество воздуха участвует в реакции

в качестве окислителя [36]. Одной из возможных причин снижения выбросов оксида азота также можно отметить восстановление NO до N₂ в присутствии свободных радикалов H₂ [37].

Основными компонентами синтез-газа являются монооксид углерода (CO) и водород (H₂). Можно отметить, что добавление воды снижает выбросы CO и увеличивает H₂. Добавление воды к топливу снижает пиковые концентрации CO на 65 % для керосина и на 38 % для таллового масла. В ранних исследованиях отмечалось, что в целом добавление воды в топливо способствует снижению выбросов CO [38] за счет увеличения количества OH радикалов, которые способствуют окислению CO [39]. Благодаря добавлению воды наблюдается рост концентрации H₂ и длительности его выхода. Так, добавление воды позволяет увеличить пиковые концентрации H₂ на 16 % для составов на основе керосина и на 18 % для таллового масла.

РИСУНОК 10. Относительные показатели эффективности испарения и сжигания двухжидкостных капель на основе керосина (а) и сырого таллового масла (б) (T_a ≈ 770 ± 5 К; R_d ≈ 1,05 ± 0,05 мм): 1 – керосин 100 vol.%; 2 – керосин 80 vol.%, вода 20 vol.%; 3 – сырое талловое масло 100 vol.%; 4 – сырое талловое масло 80 vol.%, вода 20 vol.%

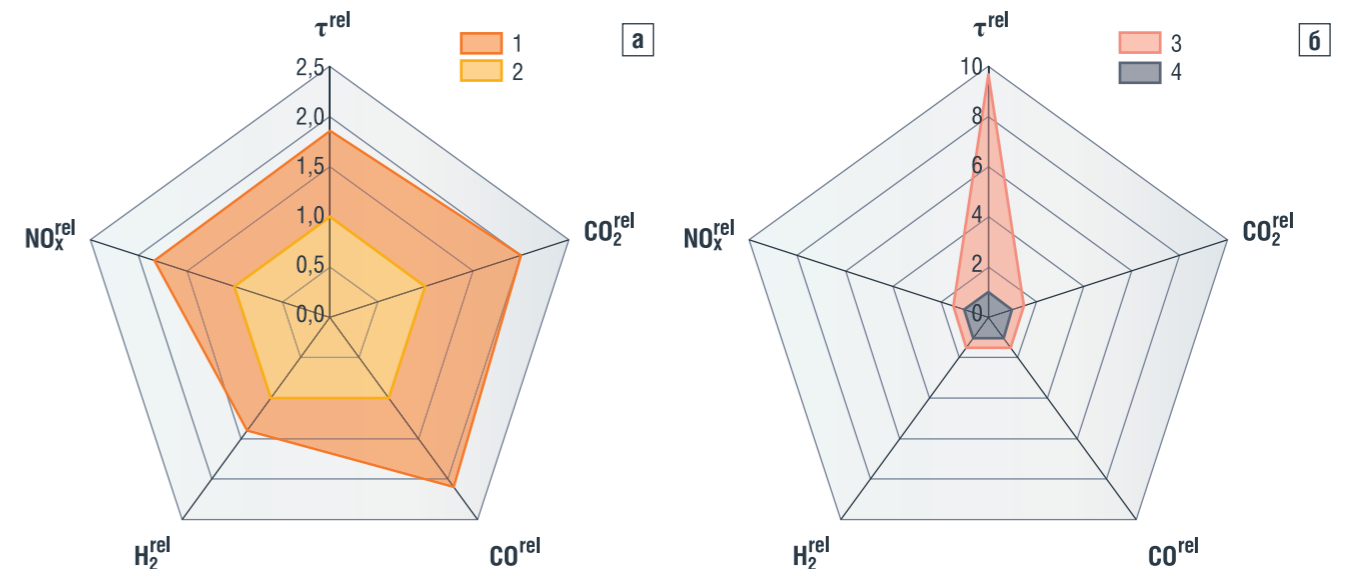


ТАБЛИЦА 2. Показатели эффективности испарения и сжигания двухжидкостных капель на основе керосина и сырого таллового масла при ($T_a \approx 770 \pm 5$ K; $R_d \approx 1,05 \pm 0,05$ мм)

	Композит	Керосин/вода	Керосин	СТО/вода	СТО
Время испарения	Абсолютное значение (s)	2,82	5,25	2,89	27,76
	Относительное значение, τ^{rel}	1,86	1	9,61	1
CO ₂	Абсолютное значение (%)	1,62	3,23	1,71	2,58
	Относительное значение, CO ₂ ^{rel}	1,99	1	1,5	1
CO	Абсолютное значение (%)	0,56	1,18	0,55	0,81
	Относительное значение, CO ^{rel}	2,09	1	1,48	1
H ₂	Абсолютное значение (%)	0,11	0,08	0,11	0,08
	Относительное значение, H ₂ ^{rel}	1,41	1	1,51	1
NO _x	Абсолютное значение (ppm)	3,54	6,5	6,6	9,38
	Относительное значение, NO _x ^{rel}	1,83	1	1,42	1
Интегральная эффективность	A ^{rel}	9,18	5	15,52	5

Осредненные по времени концентрации антропогенных выбросов, образованных при сжигании однородных и двухжидкостных капель на основе керосина и сырого таллового масла представлены на рисунке 9, где видно, что добавление воды позволяет снизить средние концентрации CO₂, CO и NO_x. При этом для капель на основе таллового масла эффект в среднем на 35 % ниже, чем для капель на основе керосина. Также добавка воды способствует повышению выхода H₂ в среднем на 23 % и 35 % для капель на основе керосина и таллового масла соответственно. Важно отметить, что при прогреве и сжигании как однородных, так и двухжидкостных капель регистрировались малые значения выбросов оксидов серы (SO_x) – не более 1 ppm, что входит в диапазон абсолютной погрешности измерений газоанализатора, из-за чего данные результаты не были представлены на рисунках 8, 9.

Обобщение результатов исследований

Для обобщения результатов экспериментальных исследований рассчитаны показатели относительной эффективности сгорания топлива по методике, аналогичной [40]. Относительные показатели эффективности рассчитывались как отношение абсолютного значения показателя к аналогичному показателю для однородных капель или наоборот (абсолютное значение для однородных капель делилось на аналогичное значение для двухжидкостных капель). В качестве основных использовались следующие показатели: τ^{rel} , CO₂^{rel}, CO^{rel}, H₂^{rel} и NO_x^{rel}. Относительные показатели рассчитывались следующим образом:

$$\tau^{rel} = \tau_c / \tau_h, \quad (1)$$

$$CO_2^{rel} = CO_2^{two-liquid} / CO_2^{monocomponent}, \quad (2)$$

$$CO^{rel} = CO^{two-liquid} / CO^{monocomponent}, \quad (3)$$

$$H_2^{rel} = H_2^{monocomponent} / H_2^{two-liquid}, \quad (4)$$

$$NO_x^{rel} = NO_x^{two-liquid} / NO_x^{monocomponent}. \quad (5)$$

Таким образом, приведенные выше показатели демонстрируют, во сколько раз можно уменьшить или увеличить концентрации антропогенных выбросов, а также времени и энергии, затрачиваемых на испарение и зажигание топлива. Расчеты соответствующих показателей эффективности представлены в таблице 2. После расчета всех относительных показателей по формулам (1)–(5), рассчитывался общий показатель эффективности при условии, что значения всех весовых коэффициентов равны 1. Общий показатель эффективности рассчитывался как сумма произведений всех показателей, умноженных на соответствующие весовые коэффициенты [40]:

$$A^{rel} = \sum \gamma_i \cdot X_i^{rel}. \quad (6)$$

Данный подход аналогичен известному методу взвешенных сумм (WSM) по основным критериям и расчету общего показателя эффективности [41, 42]. Метод взвешенных сумм является одним из наиболее распространенных подходов к мультикритериальному анализу (MCDM), используемых в различных энергетических приложениях [41, 42].

На рисунке 10 представлены относительные показатели эффективности испарения и сжигания двухжидкостных капель на основе керосина (а) и сырого таллового масла (б). Полученные результаты демонстрируют большие перспективы для применения эффектов микровзрывного распада для улучшения экологических показателей при сжигании жидкого топлива, а также повышения эффективности испарения жидких топлив. За счет добавления воды к испаряемому или сжигаемому топливу можно значительно улучшить экологические показатели, снизить затраты энергии и времени, затрачиваемой на прогрев и испарение, а также повысить выход компонентов синтез-газа. Значения общего показателя эффективности демонстрируют, что добавление воды к топливу может повысить эффективность испарения и сжигания топлива в 9 раз для керосина и в 16 раз для таллового масла.

Выводы

- Установлены времена задержки микровзрывного распада для двухжидкостных капель на основе трех горючих компонентов: сырое талловое масло, очищенное талловое масло, керосин ТС-1 при варьировании начальных размеров капель и температуры газовой среды. По результатам экспериментов установлено, что времена задержки микровзрывного распада максимальны для капель на основе сырого таллового масла и минимальны для капель на основе керосина. Благодаря эффектам микровзрывного распада можно снизить времена существования капель более чем в 20 раз. Полученные данные позволяют обосновать эффективность применения процессов микровзрывного распада для повышения скоростей испарения высоковязких жидкостей, имеющих малые скорости испарения.
- По результатам экспериментов получены распределения вторичных фрагментов по размерам. При микровзрывной фрагментации двухжидкостных капель на основе сырого таллового масла можно увеличить количество вторичных фрагментов более чем в три раза в сравнении с керосином и отфильтрованным талловым маслом. Зарегистрирован рост площади свободной поверхности жидкости более чем в 70 раз при температуре газовой среды 783 К. Данный показатель для керосина не превысил 45, а для отфильтрованного таллового масла – 60. Эти результаты обосновали целесообразность применения микровзрывного измельчения капель на основе сырого таллового масла в реакторах для получения синтез-газа.
- Добавление воды к горючей жидкости в концентрации 20 vol. % позволяет снизить пиковые концентрации CO₂ более чем на 42 %, NO_x – более чем на 12 %, CO – более чем на 38 %. Также добавление воды позволяет увеличить пиковые концентрации H₂ более чем на 16 %, что является важным результатом для получения синтез-газа для производства биотоплив из таллового масла.
- Рассчитанные значения общего показателя эффективности демонстрируют, что добавление воды к топливу можно повысить эффективность испарения и сжигания топлива в 9 раз для керосина и в 16 раз для таллового масла. ●

Литература

- Maurya R, Gohil N, Nixon S, Kumar N, Noronha SB, Dhali D, et al. Rewiring of metabolic pathways in yeasts for sustainable production of biofuels. *Bioresour Technol* 2023;372:128668. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2023.128668>.
- Mridha B, Ramana GV, Pareek S, Sarkar B. An efficient sustainable smart approach to biofuel production with emphasizing the environmental and energy aspects. *Fuel* 2023;336:126896. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.126896>.
- Dhiman S, Mukherjee G. Utilization of food waste for biofuel production: A biorefining perspective. *Mater Today Proc* 2022. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.12.009>.
- Achinas S, Margry S, Euvierink GJW. A technological outlook of bio-kerosene production. *Sustain. Biofuels*; 2021: 225–246. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820297-5.00011-6>.
- Keskin A, Guru M, Altiparmak D. Influence of tall oil biodiesel with Mg and Mo based fuel additives on diesel engine performance and emission. *Bioresour Technol* 2008;99:6434–6438. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2007.11.051>.
- Albuquerque AA, Ng FTT, Danielski L, Stragevitch L. A new process for biodiesel production from tall oil via catalytic distillation. *Chem Eng Res Des* 2021;170:314–328. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2021.04.014>.
- Chiaromonti D, Prussi M, Buffi M, Tacconi D. Sustainable bio kerosene: Process routes and industrial demonstration activities in aviation biofuels. *Appl Energy* 2014;136:767–774. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.065>.

- Liu Y, Ma C, Shi C, Pan L, Xie J, Gong S, et al. Synthesis of strained high-energy rocket bio-kerosene via cyclopropanation of myrcene. *Fuel Process Technol* 2020;201:106339. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2020.106339>.
- Bender LE, Lopes ST, Gomes KS, Devos RJB, Colla LM. Challenges in bioethanol production from food residues. *Bioresour Technol Reports* 2022;19:101171. <https://doi.org/10.1016/j.biteb.2022.101171>.
- Amerit B, Ntayi JM, Ngoma M, Bashir H, Echegu S, Nantongo M. Commercialization of biofuel products: A systematic literature review. *Renew Energy Focus* 2023;44:223–36. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2022.12.008>.
- Ma F, Hanna MA. Biodiesel production: a review. *Journal Series #12109, Agricultural Research Division, Institute of Agriculture and Natural Resources, University of Nebraska-Lincoln*. *Bioresour Technol* 1999;70:1–15. [https://doi.org/10.1016/S0960-8524\(99\)00025-5](https://doi.org/10.1016/S0960-8524(99)00025-5).
- M. Canakci, J. Van Gerpen. Biodiesel production via acid catalysis. *Trans ASAE* 1999;42:1203–10. <https://doi.org/10.13031/2013.13285>.
- Churchill JGB, Borugadda VB, Dalai AK. A review on the production and application of tall oil with a focus on sustainable fuels. *Renew Sustain Energy Rev* 2024;191:114098. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114098>.
- Norlin L-H. *Tall Oil. Ullmann's Encycl. Ind. Chem., Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA; 2000. https://doi.org/10.1002/14356007.a26_057*.
- Roy MM, Islam MS, Alam MN. Biodiesel from Crude Tall Oil and Its NOx and Aldehydes Emissions in a Diesel Engine Fueled by Biodiesel-Diesel Blends with Water Emulsions. *Processes* 2021;9:126. <https://doi.org/10.3390/pr910126>.
- Neuling U, Kaltschmitt M. Techno-economic and environmental analysis of aviation biofuels. *Fuel Process Technol* 2018;171:54–69. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.09.022>.
- Why ESK, Ong HC, Lee HV, Gan YY, Chen W-H, Chong CT. Renewable aviation fuel by advanced hydroprocessing of biomass: Challenges and perspective. *Energy Convers Manag* 2019;199:112015. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112015>.
- Richter S, Braun-Unkhoff M, Naumann C, Riedel U. Paths to alternative fuels for aviation. *CEAS Aeronaut J* 2018;9:389–403. <https://doi.org/10.1007/s13272-018-0296-1>.
- Fedorenko RM, Antonov DV, Strizhak PA, Sazhin SS. Time evolution of composite fuel/water droplet radii before the start of puffing/micro-explosion. *Int J Heat Mass Transf* 2022;191:122838. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2022.122838>.
- Zhao Y, Shi X, Lan X, Gao J, Jing W, Xiong Q. Simulation analysis of micro-explosion during emulsification feeding of residue fluidized catalytic cracking. *Appl Therm Eng* 2024;250:123514. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.123514>.
- Antonov D V, Fedorenko RM, Strizhak PA, Nissar Z, Sazhin SS. Puffing/micro-explosion in composite fuel/water droplets heated in flames. *Combust Flame* 2021;233:111599. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2021.111599>.
- Antonov DV, Kuznetsov GV, Strizhak PA. Comparison of the characteristics of micro-explosion and ignition of two-fluid water-based droplets, emulsions and suspensions, moving in the high-temperature oxidizer medium. *Acta Astronaut* 2019;160:258–269. <https://doi.org/10.1016/j.actaastro.2019.04.048>.
- Antonov D V, Kuznetsov G V, Strizhak PA, Fedorenko RM. Micro-explosion of droplets containing liquids with different viscosity, interfacial and surface tension. *Chem Eng Res Des* 2020;158:129–147. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.cherd.2020.03.029>.
- Zhu J, Jiang W, Yuan Z, Lu J, Ding J. Esterification of tall oil fatty acid catalyzed by Zr4+-CER in fixed bed membrane reactor. *Renew Energy* 2024;221:119760. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119760>.
- Maki KC, Seeley MA, Veith PE, Quinn LC, Hallissey PJ, Temer A, et al. Food Products Containing Free Tall Oil-Based Phytosterols and Oat β-Glucan Lower Serum Total and LDL Cholesterol in Hypercholesterolemic Adults. *J Nutr* 2003;133:808–13. <https://doi.org/10.1093/jn/133.3.808>.
- Antonov DV, Piskunov MV, Strizhak PA. Breakup and explosion of droplets of two immiscible fluids and emulsions. *Int J Therm Sci* 2019;142:30–41. <https://doi.org/10.1016/j.jthermalsci.2019.04.011>.
- Antonov DV, Fedorenko RM, Strizhak PA, Castanet G, Sazhin SS. Puffing/micro-explosion of two closely spaced composite droplets in tandem: Experimental results and modelling. *Int J Heat Mass Transf* 2021;176:121449. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2021.121449>.
- Antonov D V., Dorohov V V., Nyashina GS, Romanov DS. ANTHROPOGENIC EMISSIONS DURING THE COMBUSTION OF PERSPECTIVE LIQUID BIOFUELS. *Koks i Khimiya* 2022;23–30. https://doi.org/10.52351/00232815_2022_04_23.
- Nyashina GS, Shlegel NE, Verzhinina KY, Strizhak PA. Industrial Waste as Part of Coal–Water Slurry Fuels. *Energy & Fuels* 2018;32:11398–11410. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b02826>.
- Antonov D V, Fedorenko RM, Strizhak PA. Micro-explosion and puffing of a group of two-component droplets. *Appl Therm Eng* 2020;181:116023. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.116023>.

KEYWORDS: micro-explosive fragmentation, tallow oil, two-liquid droplets, evaporation, decay delays, child droplets, biofuels.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ

в связи с трансформацией международного энергетического рынка

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПОНЯТИЯ, ПРИЧИНЫ И СУТЬ ТРАНСФОРМАЦИИ МЕЖДУНАРОДНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА, АВТОР ПРЕДЛАГАЕТ СВОЕ ТРАКТОВАНИЕ ДАННОГО ТЕРМИНА; ИССЛЕДУЕТСЯ СОСТОЯНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ ДО ТРАНСФОРМАЦИИ МЕЖДУНАРОДНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА; ПРИВОДИТСЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ; РАССМАТРИВАЮТСЯ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ТРАНСФОРМАЦИИ МЕЖДУНАРОДНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ; ВЫЯВЛЯЮТСЯ ПОТЕРИ И ПРИОБРЕТЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА СОСТОЯНИЕ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ

IN THIS ARTICLE THE AUTHOR CONSIDERS THE EXISTING CONCEPTS OF TRANSFORMATION OF THE INTERNATIONAL ENERGY MARKET AND OFFERS HIS INTERPRETATION OF THIS TERM; THE REASONS AND ESSENCE OF THE TRANSFORMATION OF THE INTERNATIONAL ENERGY MARKET ARE ANALYSES; THE STATE OF THE OIL AND GAS COMPLEX OF RUSSIA BEFORE THE TRANSFORMATION OF THE INTERNATIONAL ENERGY MARKET IS STUDIED; THE CHARACTERISTICS OF THE OIL AND GAS COMPLEX OF RUSSIA IN MODERN CONDITIONS ARE GIVEN; THE ECONOMIC CONSEQUENCES OF THE TRANSFORMATION OF THE INTERNATIONAL ENERGY MARKET FOR THE OIL AND GAS COMPLEX OF RUSSIA ARE CONSIDERED; IT IS REVEALED WHETHER THERE ARE LOSSES OR ACQUISITIONS IN THE OIL AND GAS COMPLEX AND WHAT IS THEIR IMPACT ON THE STATE OF THE RUSSIAN ECONOMY

Ключевые слова: *потери, нефтегазовый комплекс России, трансформация, возобновляемые источники энергии, состояние отрасли, энергетические рынки.*

Качелин Александр Сергеевич

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

На протяжении двух последних десятилетий проблемы трансформаций российского нефтегазового комплекса в научной литературе рассматривались неоднократно и в разных аспектах, например, И.М. Магашевой [5] и Л.Л. Разумновой [11], В.Л. Ткачевой [14] и др. Однако отдельного исследования, посвященного проблемам экономических потерь в нефтегазовом комплексе России в связи с изменениями на мировом рынке энергетике, на сегодняшний день не выявлено.

Неопределенность рыночных перспектив и, соответственно, прогнозов, осознанные эмоции спекулятивного поведения, наряду с наличием огромного количества

воздействующих факторов приводят к непредсказуемым скачкам цен и затруднениям в их балансировании.

Под состоянием сектора энергетике понимать следует доступность ресурсов и степень эффективности их распределения.

При диагностике проблем современных энергетических рынков важно сперва определиться со стадией их развития, а также изменениями, которым они были ранее подвергнуты.

Смирнов Р.В., Трейман М. и Бездудная А.Г. пишут о том, что периоды повышенных цен циклического характера обостряют дискуссии на тему постепенного отказа от углеводородов [1].

В свою очередь, периоды нормальных и низких цен препятствуют вложениям в новые проекты. Таким образом, сегодня актуальной задачей является поиск ресурсов, привлекательных с экономической точки зрения.

Среди исследователей не существует единого способа

определения трансформации энергетических рынков. Например, В. Смил [19] использовал данное понятие с целью определения трансформаций первичного энергоснабжения как перехода к качественно новому состоянию системы энергетике.

Иные определения, например Е. Шоу и Г. Волкера [18], строятся в первую очередь на процессах трансформации самой добычи,

производства, логистики и обеспечения энергией, не делая упор на изменении моделей приобретения, использования и практики управления энергией.

В соответствии с актуальными обстоятельствами, изменяются цели, которых мировые державы стремятся достичь в международном производстве энергии, в особенности это касается целей, взаимосвязанных с транспортом и географическим расположением.

Сегодня в азиатских государствах активно ведутся проекты, исследуются альтернативные инструменты поставок на рынки (например, ж/д перевозки, транспортировка танкерами и др.).

В современных реалиях наблюдается изменение ориентиров на варианты применяемого в производственном процессе сырья, а также требуемый уровень обработки продукции.

Ряд европейских государств, для которых характерно незначительное внутреннее энергопотребление, на себя берут транзитные функции исключительно в рамках основных направлений газо- и нефтепроводов.

Проанализировав ряд определений, можем сделать вывод, что современная трансформация энергетических рынков – это концептуальный переход к совершенно новой энергетической системе и другим, более широким, социально-экономическим и технологическим изменениям и процессам управления уже добытыми энергетическими ресурсами.

Исходя из логики данного исследования, следует определить

причины и суть трансформации международного энергетического рынка.

Рассматривая вопросы объективности текущего положения, Катюха П. обозначил ряд воздействующих на их точное выявление аспектов:

- ошибочность построения прогнозов на базе скопившегося багажа, который совершенно не соответствует настоящим реалиям;
- невозможность точного предсказания будущих политических или экономических курсов;
- невозможность полностью отказаться от личных предубеждений и тенденций, объясняемых с точки зрения одной или нескольких теорий, личных качеств или отношений с определенными фигурами в рамках отрасли;
- не прекращающиеся переделы сфер влияния и борьба за пальму первенства [3].

Д.Е. Розенберг [12] добавляет к причинам трансформации энергетических рынков и международные санкции, которые оказали влияние не только на нефтегазовый комплекс (далее – НГК) России, но и на весь мировой рынок энергетике.

Мы можем заключить, что все эти причины, бесспорно, оказали влияние на трансформацию международных рынков, но автор склонен разделять мнение Д.Е. Розенберга, так как именно с начала санкционного давления на НГК России тенденции трансформации были многократно ускорены.

Далее дадим характеристику состояния динамики нефтегазового комплекса России до трансформации международного энергетического рынка.

Как отмечает Т.С. Трофимчук [16], с 2012 по 2016 год доходы от нефти и газа упали на 40,5%, с 181,81 млрд долл. до 73,71 млрд долл. Доходы России от торговли нефтью в период январь – ноябрь 2020 г. уменьшились в сравнении с аналогичным интервалом в 2019 г. на 41% [15].

По сведениям Трофимова С., доходы России в начале 2021 г. от нефтяного экспорта составили 5,7 млрд долл., т.е. за 2020 г. получено было примерно на 43% меньше.

Однако «черное золото» остается одним из основных экспортных товаров России. В 2019 году экспорт российской нефти в сравнении с предыдущим годом вырос на 3,3%, достигнув 266,2 млн тонн, что является рекордным показателем. На экспорт было отправлено около 48% чистой нефти, это самый высокий показатель за последние 8 лет [17].

В 2020 году доля нефти во внешнеторговой выручке России в денежном выражении составила 21% (на долю нефтепродуктов пришлось 35%) [2].

Упомянув ретроспективу, отдельно стоит вспомнить обещание председателя правления ПАО «Газпром» А. Миллера, согласно которому высокие цены на газ и нефть помогут естественной монополии стать самой дорогой компанией в мире по капитализации в течение 10 лет, до 1 трлн долл. Он считал, что фондовая капитализация достигнет 1 трлн долл. и ПАО «Газпром» станет крупнейшей компанией в мире [6]. Однако мечтам не суждено было сбыться и в результате трансформации международного энергетического рынка капитализация естественной монополии снизилась в 7,8 раза, с исторической 331 млрд долл. в 2007 г. до минимальной за 16 лет 42 млрд долл. [20] с чистым убытком 629,1 млрд руб. по итогам 2023 года [21].

Тем не менее в среднесрочной и долгосрочной перспективе ключевым фактором, оказывающим воздействие на показатели потребления нефти, выступает спрос транспорта на топливо.

Ожидается, что спрос на бензин и дизельное топливо значительно снизится по мере ускорения электрификации легковых и грузовых автомобилей и перехода на другие источники энергии.

УДК 33



В 2025 г. наземный транспорт займет лидирующее положение в структуре нефтепотребления. Одновременно с этим в развивающихся мировых державах число автомобилей, оснащенных двигателями внутреннего сгорания, существенно уменьшится. Политика правительств развивающихся стран по переходу к экологически чистому транспорту будет еще больше стимулировать эту тенденцию [17].

Охарактеризуем теперь нефтегазовый комплекс России в современных условиях. В нынешних реалиях уже можно констатировать, что влияние санкций оказало негативное влияние на многие отрасли экономики.

Укажем на негативные факторы, влияющие на инновационное развитие топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК). Как отмечал С.С. Рыболов [12], большинство санкций ориентированы на технологии. До недавнего времени важной особенностью нефтегазового комплекса была его высокая зависимость от импорта.

Также введение санкций оказывает воздействие на развитие отечественной инновационной активности, стимулируя деятельность национальных высокотехнологичных предприятий. В 2023 г. показатель ее уровня достигнул отметки 12%, однако значения аналогичного показателя 2021 г. (15%) ему достигнуть так и не удалось [15]. Зависимость от импортных технологий привела к сокращению показателя инновационной активности в 2023 г. до 3% с зафиксированных в 2017 г. 56,9% [15]. Нефтегазовые предприятия разработали еще ряд мероприятий по отраслевой цифровизации и активному внедрению инноваций [4].

На основании проведенного анализа можно заключить, что в современных условиях произойдет значительное ужесточение условий договорных обязательств, снижение числа предпочтений вследствие ряда враждебных действий (невыполнение обязательств, односторонние изменения, санкционные политические меры и др.).

Сегодня нефтегазовые предприятия и федеральные органы исполнительной власти предпринимают четкие и скоординированные действия с целью максимально адекватного реагирования на внешние трансформации.

К ключевым механизмам влияния относятся следующие:

- оперативность принятия правовых решений, акцентирующих причины изменений;
- повышение стоимости поставок углеводородов и др.

По мнению автора, отсутствие между хозяйствующими субъектами деструктивных отношений и практикоориентированные решения вопросов, находящихся на регулярном мониторинге федеральных органов исполнительной власти, могут быть определены с помощью эффективного риск-менеджмента, трансформации в возможности роста НГК сложно прогнозируемых ситуаций, а также сокращения неопределенности внешних факторов, в частности политических.

Невыполнение финансовых условий экспортных соглашений послужит может причиной срывов контрактов, досудебных и судебных решений, мер политической и экономической поддержки (добавление на базе масштаба нанесенного вреда проектов, приобретение по сниженной стоимости объектов нефтегазовой отрасли и иных активов).

Одновременно с этим объемы торговли в иных экономических направлениях возрастают.

Степень эффективности газового рынка позволяет установить готовность к данным изменениям, т.е. гибкость и адаптивность.

Определим экономические последствия трансформации международного энергетического рынка для нефтегазового комплекса России.

В результате геополитической нестабильности (24 февраля 2022 г.) правительство России приняло решение¹ о неразглашении любых статистических данных, касающихся конкретных цифр нефтегазовой отрасли в официальных источниках [10]. Поэтому в рамках исследования для анализа динамики нам пришлось обратиться к «полуофициальным» источникам и данным ряда экономических агентств.

На основании понятия трансформация международного энергетического рынка и для определения результатов данной трансформации в рамках исследования предпринята попытка определить порог для определения изменения дохода в НГК.

Доходы нефтегазового сектора 2022 г. составили 11,586 трлн руб. [6], а в 2023 г. – порядка 9 трлн руб. [10]

Что касается нефтяных доходов, то они только к концу 2023 года (примерно с осени) вышли на уровень 2022 г., до этого они были вдвое меньше. По газовым – небольшое восстановление произошло к концу 2023 года, но тут сказало влияние фактора сезонности. В целом доходы в 2023 г. в сравнении с 2022 годом значительно уменьшились.

При сопоставлении данных еще из ряда источников и усреднении показателей, предпринята попытка определить степень приобретений/потери в НГК в 2020–2023 гг.

Для начала необходимо определить совокупный доход в НГК (1–7) в 2020–2023 гг.:

$$OAG_{2020} = O_{2020} + G_{2020}, \quad (1)$$

где OAG – нефтегазовые доходы; O_{2020} = доход от нефти; G_{2020} = доход от газа.

В результате получили $OAG_{2020} = 5235,2$ млрд руб.

$$OAG_{2021} = O_{2021} + G_{2021}, \quad (2)$$

где O_{2021} = доход от нефти; G_{2021} = доход от газа.

В результате получили $OAG_{2021} = 9056,5$ млрд руб.

$$OAG_{2022} = O_{2022} + G_{2022}, \quad (3)$$

где O_{2022} = доход от нефти; G_{2022} = доход от газа.

В результате получили $OAG_{2022} = 11\,586,2$ млрд руб.

$$OAG_{2023} = O_{2023} + G_{2023}, \quad (4)$$

где O_{2023} = доход от нефти; G_{2023} = доход от газа.

В результате получили $OAG_{2023} = 8822,3$ млрд руб.

Рассмотрим динамику в разрезе анализируемого временного отрезка, разделив события «ДО» и «ПОСЛЕ» 24 февраля 2022 г.:

$$OAG_{до} = OAG_{2020} + OAG_{2021} \quad (5)$$

$OAG_{до} = 5235,2 + 9056,5 = 14\,291,7$ млрд руб.

$$OAG_{после} = OAG_{2022} + OAG_{2023} \quad (6)$$

$OAG_{после} = 11\,586,2_{2022} + 8822,3_{2023} = 20\,408,5$ млрд руб.

Теперь, имея данные по доходности НГК до и после 24 февраля 2022 г.,

¹ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 26.04.2023 № 1074-р (ред. от 05.03.2024) «О приостановлении до 1 апреля 2025 года предоставления и распространения официальной статистической информации».

мы можем проследить динамику изменений:

$$OAG_{\Delta} = OAG_{после} - OAG_{до} \quad (7)$$

$OAG_{\Delta} = 20\,408,5 - 14\,291,7 = 6116,8$ млрд руб.

Как видно, в результате геополитической нестабильности и, не взирая на то, что количественные показатели экспорта нефти упали, доходность НГК выросла на 6 116,8 млрд руб.

В совокупности нефтегазовые доходы 2023 года отстают от 2022 г. уровня примерно на 23 процента. При этом нефти продается больше, но дешевле (а также затрачены миллиарды долларов на «теневой» флот и налаживание «серых» схем поставок), а газа вдвое меньше (и вчетверо меньше с 2021 г.) с соответствующим падением доходов.

2023 год можно считать не особо успешным. Однако совокупный доход за 2022–2023 гг. на 6 116,8 млрд руб. выше, чем за период 2020–2021 г. Поэтому в рамках текущих условий и имеющихся данных невозможно говорить о потерях доходности в НГК России.

Проведенный анализ позволил сделать следующие выводы.

Интерес в научном мире к анализу проблем в сфере обеспечения энергетической безопасности до сих пор не угасает, невзирая на то, что в научной литературе уже представлено огромное число концептуальных подходов и теорий в отношении исследуемого в настоящей статье феномена.

Сегодня НГК России является важнейшей составляющей отечественной экономики. Современному нефтегазовому комплексу России приходится обеспечивать свою конкурентоспособность под огромным давлением санкций.

Данные санкции классифицировать можно согласно проблемам, которые ими вызваны, и сферам инноваций на следующие категории:

- доступ к мировым технологиям и механизмам их финансирования;
- поставки оборудования;
- предоставление услуг;
- обмен опытом и информацией.

Утверждение стабильности в нефтегазовом комплексе России способствует активизации иммунитета страны и во внешней экономической политике.

Объединив корреляцию между энергетической трансформацией

и процессами существенных изменений в сегментах экономики, таких как промышленность, транспорт, сельское хозяйство и общественная жизнь, мы можем четко судить о влиянии новой энергии на экономический рост и социальное развитие.

Европа всегда была одним из основных направлений российского экспорта углеводородов, а ограничения на импорт российского нефтегазового сырья, по сути, стали отправной точкой трансформации всего мирового рынка.

Критерием развития, который нам следует учитывать сегодня, является рост потребления энергетических ресурсов, преимущественно со стороны государств Африки и Азии. Одновременно с этим удельное энергопотребление в государствах ОЭСР, наоборот, снизится, поскольку данные страны перешли к более сервис-ориентированной, а не производственной экономике.

В целях нивелирования санкционного давления в современных условиях ведется комплексная деятельность по совершенствованию технологического и инновационного потенциала современной отечественной экономики.

К ключевым направлениям данной деятельности относятся следующие:

- модернизация транспортной отрасли;
- цифровизация;
- совершенствование технологий, добычи и транспортировки углеводородов;
- обновление нормативно-правовой базы;
- развитие человеческого капитала;
- активное сотрудничество с зарубежными предприятиями из дружественных стран.

В итоге трансформация международного энергетического рынка не сказалась отрицательным образом на нефтегазовом комплексе России – доходность отечественного рынка нефти и газа в современных условиях возросла, что и было подтверждено на казанском саммите БРИКС. ●

Литература

- Бездудная А.Г., Смирнов Р.В., Трейман М.Г. Исследование путей развития нефтегазового сектора: региональные, экологические и информационные аспекты // Вестник Алтайской академии экономики и права. 2022. № 9. С. 31–38.
- Итоги 2023 г. для нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://dzen.ru/a/ZZJCVuEygRfWQqux?ysclid=m2kf3yxfak907884796>.

- Катюха П.Б. Трансформация международного нефтетрейдинга в условиях глобализации мирового товарного рынка нефти: вызовы и возможности для России: дис. ... докт. экон. наук. М. 2023. 291 с.
- Кудрявцева О., Серебренников Е. Перспективы развития российской нефтегазодобывающей отрасли в контексте энергетического перехода и формирования модели низкоуглеродной экономики. Экономическое возрождение России. 2022. № 2. С. 137–143.
- Магашева И.М. Экономические аспекты трансформации международных нефтегазовых компаний в интегрированные энергетические в условиях перехода к низкоуглеродной экономике: дис. ... канд. экон. наук. М. 2023. 218 с.
- Минфин раскрыл нефтегазовые доходы бюджета России [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://lenta.ru/news/2023/01/11/viroslor/?ysclid=m2nf1kx9vuu395045104>.
- Михаил Мишустин дал поручения по итогам стратегической сессии об импортозамещении программного обеспечения в отраслях [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://government.ru/docs/46587/>.
- Нефтегазовые доходы бюджета оказались меньше ожиданий [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2023/05/17/975616-neftegazovie-dohodobyudzheta-okazalis-menshe-ozhidanii?ysclid=m2neua39q2886691103>.
- Обещал триллион [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2008/06/11/obeschal-trillion?ysclid=m2lwd3aufa61322970>.
- Правительство России приняло решение о неразглашении данных, касающихся добычи нефти и газа [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://topwar.ru/215978-pravitelstvo-rf-prinjalo-reshenie-o-nerazglasheniidannyh-kazajuschisja-dobychi-nefti-i-gaza.html?ysclid=m2lwt0138253498180>.
- Раузинова Л. Трансформация мирового рынка нефти в условиях финансовой глобализации: дис. ... докт. экон. наук. М. 2010. 300 с.
- Розенберг Д.Е. Российский нефтегазовый комплекс в условиях финансовой глобализации: автореф. дис. ... канд. экон. наук. М. 2011. 34 с.
- Рыболов С.С. Проблемы и перспективы инновационного развития в нефтегазовой сфере России в условиях международных санкций. Экономические науки. 2023. № 5. С. 283–290.
- Ткачева В. Циклическая трансформация объектов нефтегазового комплекса России в отечественных и мировых интеграционных процессах: автореф. дис. ... докт. экон. наук. М. 2005. 47 с.
- Трофимов С.Е. Государственное регулирование нефтегазового комплекса в условиях цифровизации мировой экономической системы. Управленческие науки. 2023. № 13. С. 69–82.
- Трофимчук Т.С. Статистическое исследование развития нефтяного комплекса РФ. Уфа: УНЦ РАН. 2016. 169 с.
- Экспортные результаты ТЭК России в 2019 году: рекорды по нефти, газу, уголю [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://sdelanounas.ru/blogs/130385/?ysclid=m2lw69h3hs874065110>.
- Shove E., Walker G. Transitions ahead: politics, practice and sustainable transition management. Environment and Planning. 2007. № 39. P. 44–53.
- Smil V. Energy Transitions: History, Requirements, Prospect. Santa Barbara. Praeger. 2010. 410 p.
- Рыночная капитализация ПАО «Газпром» на конец 2023 года составила 3,8 трлн руб., что соответствует 42,3 млрд долл. США [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/investors/stock/>.
- «Газпром» впервые за четверть века получил годовой убыток по МСФО [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2024/05/03/1035238-gazprom-vpervie-zachetvert-veka-poluchil-ubitok>.

KEYWORDS: losses, oil and gas complex of Russia, transformation, renewable energy sources, state of the industry, energy markets.



СПГ В БРАЗИЛИИ: эпоха перемен

НА СПГ-КАРТЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ВСЕ ОТЧЕТЛИВЕЕ ПРОЯВЛЯЕТСЯ КРУПНЕЙШАЯ СТРАНА ЮЖНОЙ АМЕРИКИ – БРАЗИЛИЯ, КОТОРАЯ, НЕСМОТЯ НА ДОСТАТОЧНО ПОЗДНЕЕ НАЧАЛО ПОТРЕБЛЕНИЯ СПГ, АКТИВНО УВЕЛИЧИВАЕТ КОЛИЧЕСТВО ПРИЕМНЫХ ТЕРМИНАЛОВ И РЕГАЗИФИКАЦИОННЫЕ МОЩНОСТИ. ОДНАКО ОСОБЕННОСТИ СТРАНЫ, ГДЕ БОЛЕЕ 75% ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ВЫРАБАТЫВАЕТСЯ ГЭС И ЭКСПОРТИРУЕТСЯ БИОЭТАНОЛ, НЕ МОГУТ НЕ ВЛИЯТЬ НА РАЗВИТИЕ И ИЗМЕНЕНИЕ РЫНКА СПГ

THE LARGEST COUNTRY IN SOUTH AMERICA, BRAZIL, IS BECOMING INCREASINGLY VISIBLE ON THE LNG MAP OF PRODUCERS AND CONSUMERS OF LIQUEFIED NATURAL GAS. DESPITE ITS RELATIVELY LATE START OF LNG CONSUMPTION, IT IS ACTIVELY INCREASING THE NUMBER OF RECEIVING TERMINALS AND REGASIFICATION CAPACITIES. HOWEVER, THE SPECIFICS OF A COUNTRY WHERE HYDROELECTRIC POWER PLANTS GENERATE MORE THAN 75% OF ELECTRICITY AND BIOETHANOL IS EXPORTED CANNOT BUT AFFECT THE DEVELOPMENT AND CHANGE OF THE LNG MARKET

Ключевые слова: *Бразилия, сжиженный природный газ, возобновляемые ресурсы, экспорт.*

**Малявина
Полина Андреевна**
студент

**Стыценок
Валентин Дмитриевич**
профессор кафедры
физической и коллоидной
химии,
д.х.н.

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

Мировой рынок СПГ переживает период появления новых потребителей и поставщиков. Появление таких мощностей увеличило объем СПГ, что привело к развитию рынков и появлению новых потребителей, и Бразилия в этой цепочке рассматривается как одна из важных стран-потребителей для производителей из Северной Америки, Африки и стран Ближнего Востока.

Тенденция будущего рынка природного газа заключается в том, что СПГ по относительно невысоким ценам в настоящее время доступен на международном рынке, включая Бразилию.

Эта конкурентная возможность начинает изменять традиционное потребление природного газа в Бразилии, создавая возможности увеличения использования этого топлива прежде всего в теплоэлектрогенерации и на промышленных производствах, особенно учитывая усилия властей по либерализации газового рынка на основе программы Novo Mercado de Gás (Новый рынок газа, 2019).

Развитие программы Novo Mercado de Gás существенно изменило некоторые отрасли газового регулирования и, основываясь на ранних программах Mais Gás Brazil (Больше газа Бразилии, 2013)

и Gás para Crescer (Газ для роста, 2016), вызвало заинтересованность в инвестировании в газовую промышленность Бразилии как национальных, так и международных компаний.

В настоящее время, по сравнению с другими развивающимися и развитыми странами, энергобаланс крупнейшей страны Южной Америки Бразилии крайне необычен, чему способствует наличие на территории этой страны, обладающей самым большим речным бассейном и значительным стоком реки Амазонки, и обеспечивается гидроэнергетикой более чем на 80% объемов вырабатываемой электроэнергии страны. Вторая особенность этой южной страны основывается на экономической целесообразности выработки этилового спирта как возобновляемого источника энергии на основе культивируемого и дикорастущего сахарного тростника, что дает возможность вовлечения значительных объемов этанола в автомобильные бензины, а также экспорт этого продукта. Именно поэтому природный газ в Бразилии долгое время был в позиции догоняющего, но с развитием индустрии СПГ появилась возможность приобретения и транспорта СПГ в существенных объемах.

Импорт СПГ в Бразилию начался в августе 2008 г. с опытных поставок и существенно возрос к 2020 г. При этом следует отметить, что импорт энергетических ресурсов для Бразилии зависит от полноводности рек, например, при уменьшении речного стока и выпадающих ресурсов ГЭС в период с 2013 по 2015 гг. он увеличился из-за необходимости выработки электроэнергии.

В 2018 г. потребление газового топлива на ТЭС находилось на уровне 27 млн м³/сутки, что составляет около 35% от общего потребления газового топлива в стране и достигнет уровня потребления от 40 до 60 млн м³/сутки к 2027 году.

В целом природный газ (как импортируемый по трубопроводам, так и сжиженный) приобретает все большее значение для страны в энергетическом балансе, и если в 2017 году на него приходилось около 6% от общего потребления энергии, то к 2030 году предполагается, что его

доля вырастет до 9%. В 2024 г. основными источниками газа являются добываемый попутный нефтяной газ (в стране стараются полностью перерабатывать попутный нефтяной газ, и этот ресурс также используется в виде СОГ – сухого отбензиненного газа), импортируемый по газопроводу Боливия – Бразилия (GASBOL) природный газ (также планируются поставки природного газа со сланцевого месторождения Аргентины Vaca Muerta, «Мертвая Корова», через территорию Боливии), а также импорт сжиженного природного газа, в первую очередь из Нигерии и США, при этом доля СПГ в структуре потребления газа превышает 25%.

Тем не менее для Бразилии конкуренция между СПГ и трубопроводным газом всегда актуальна из-за значительной территории страны и географической ограниченности трубопроводных поставок при большой береговой линии на побережье Атлантического океана и возможности доставки СПГ непосредственно к центрам потребления газа при одновременном недостаточном развитии трубопроводной инфраструктуры.

В стране функционируют 8 терминалов, три из которых принадлежат Бразильской нефтяной компании Petrobras в штатах Баия, Сеара и Рио-де-Жанейро. Новые терминалы были построены в штате Сержипе (является первым частным терминалом СПГ в Бразилии) и связан с ТЭС «Сержипе-1», которая начала работу в 2020 году, другой терминал находится в Рио-де-Жанейро, и в январе 2021 г. осуществлена первая поставка СПГ в рамках проекта Porto do Açu. Следует отметить, что для либерализации рынка СПГ в марте 2021 года терминалом в штате Баия были проведены торги для возможности использования его мощностей независимыми компаниями, а не только Petrobras.

Следует отметить, что сейчас СПГ присутствует не только в поставках на ТЭС. В настоящее время реализуется несколько проектов по распределению СПГ автомобильным и водным транспортом вдоль побережья, а также доставка СПГ в регионы, удаленные от побережья,

что способствует повышению потребления СПГ взамен жидкого моторного топлива.

Таким образом, при потреблении СПГ в Бразилии удивительным образом переплелись и большая доля выработки электроэнергии гидроэлектростанциями, и непоколебимые позиции страны на экспортном рынке биоэтанола, и необходимость обеспечения энергией крупных металлургических предприятий. Но особенности географического положения и тенденция на повышение энергии делает развитие СПГ-терминалов и повышение их производительности в будущем неотвратимыми. ●

Литература

1. СПГ 2024: Латинская Америка и Карибский бассейн [Электронный ресурс]. – <https://globalenergymonitor.org/ru/report/lng-2024-latin-america-and-the-caribbean-edition> (дата обращения: 07.10.2024).
2. Анализ объема и доли рынка СПГ в Бразилии – тенденции роста и прогнозы (2024–2029 гг.) [Электронный ресурс]. – <https://www.mordorintelligence.com/ru/industry-reports/brazil-lng-market> (дата обращения: 09.10.2024).
3. Перерабатывающие заводы Бразилии [Электронный ресурс]. – <https://energybase.ru/country/brazil/processing-plants> (дата обращения: 07.10.2024).
4. Бразилия перекупает СПГ, предназначенный для Европы [Электронный ресурс]. – <https://nangs.org/news/markets/gas/brazil-ya-perekupaet-spg-prednaznachennyj-dlya-evropy> (дата обращения: 10.10.2024).
5. Бразилия планирует закупить больше СПГ на фоне засухи в Латинской Америке [Электронный ресурс]. – <https://oilcapital.ru/news/2024-10-23/brazil-ya-planiruet-zakupit-bolshe-spg-na-fone-zasuhi-v-latinskoj-amerike-5228802> (дата обращения: 25.10.2024).
6. Крамской М.В. Газовая отрасль Республики Бразилия: каковы перспективы развития? // Инновации и инвестиции. 2018. № 10. С. 126–132.
7. Овсянников Е.М., Козлов А.М. Индустрия СПГ в Австралии // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 6 (138). С. 92–94.
8. Бугаев Д.А., Козлов А.М. СПГ отрасль Австралии: проблемы и перспективы // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 7 (139). С. 102–105.
9. Столярова П.С., Буранбаева М.М., Козлов А.М. СПГ-заводы Австралии // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 9 (141). С. 100–103.
10. D. Lisbona Romeiro, L. Amorim, Waves of regulatory reforms and winds of uncertainties in the Brazilian natural gas industry // Compet. Regul. Netw. Ind. 2022. <https://doi.org/10.1177/17835917221102892>.
11. L. Arend, Y.F.M. Da Silva, C.A.A. Pereira, E.M. Dos Santos, D. Peyerl, Prospects and challenges of Brazil's liquefied natural gas market // Research, Society and Development. 2022. <https://doi.org/10.33448/rsd-v11i2.25527>. <https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/view/25527>.

KEYWORDS: *Brazil, liquefied natural gas, renewable resources, export.*

ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ И ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ МЕТОДОЛОГИИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ КЛЮЧЕВЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАЗРАБОТКИ ПРАКТИЧЕСКОЙ МЕТОДОЛОГИИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА (ГР НГК), НАПРАВЛЕННЫЕ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ, ДОСТИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА И ОПЕРЕЖАЮЩИХ ТЕМПОВ РАЗВИТИЯ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И МИРОХОЗЯЙСТВЕННОГО УКЛАДОВ. ПРАКТИЧЕСКАЯ МЕТОДОЛОГИЯ ГР НГК ВКЛЮЧАЕТ РАЗРАБОТКУ СТРАТЕГИЧЕСКИХ И ПРОГРАММНО-ЦЕЛЕВЫХ ДОКУМЕНТОВ РАЗВИТИЯ, ПРЕДУСМАТРИВАЕТ КОМПЛЕКСНОЕ ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВО ВСЕ ЭТАПЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ И В СИСТЕМУ ГОСУДАРСТВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ, СВОЕВРЕМЕННОЕ РЕАГИРОВАНИЕ НА ВОЗНИКАЮЩИЕ ВНЕШНИЕ ВЫЗОВЫ, ФОРМИРОВАНИЕ ПРИНЦИПАЛЬНО НОВОГО МЕТОДОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ С УЧЕТОМ ВНУТРЕННЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СПЕЦИФИКИ. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДОЛОГО-ПРАКТИЧЕСКИХ ПОЛОЖЕНИЙ НАПРАВЛЕНА НА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОРГАНИЗУЮЩЕЙ И КОНТРОЛЬНОЙ ФУНКЦИЙ ГР НГК ЗА СЧЕТ ЗАДЕЙСТВОВАНИЯ СИСТЕМО-ФУНКЦИОНАЛЬНОГО ПОДХОДА, РАСШИРЕНИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ СО СВЯЗАННЫМИ С НГК СЕКТОРАМИ ЭКОНОМИКИ И ПРОИЗВОДСТВАМИ, РАЗВИТИЯ ИНСТИТУТОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ОТРАСЛЕВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

IN ARTICLE ARE PRESENTED THE KEY PROVISIONS OF THE DEVELOPMENT OF A PRACTICAL METHODOLOGY FOR STATE REGULATION OF THE OIL AND GAS COMPLEX, AIMED AT ENSURING THE SUSTAINABILITY OF THE NATIONAL ECONOMY, ACHIEVING TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY AND ADVANCED PACE OF DEVELOPMENT IN MODERN CONDITIONS OF THE FORMATION OF NEW TECHNOLOGICAL AND WORLD ECONOMIC PARADIGMS. THE PRACTICAL METHODOLOGY OF STATE REGULATION OF THE OIL AND GAS COMPLEX INCLUDES THE DEVELOPMENT OF STRATEGIC AND PROGRAMTARGETED DEVELOPMENT DOCUMENTS, PROVIDES THE INTEGRATED INTRODUCTION OF DIGITAL TECHNOLOGIES INTO ALL STAGES OF PRODUCTION PROCESSES AND INTO GOVERNMENT ADMINISTRATION SYSTEM, TIMELY RESPONSE TO EMERGING EXTERNAL CHALLENGES, AND THE FORMATION OF A FUNDAMENTALLY NEW METHODOLOGICAL TOOLKIT FOR THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESERVES, TAKING INTO ACCOUNT INTERNAL ECONOMIC SPECIFICS. THE IMPLEMENTATION OF METHODOLOGICAL AND PRACTICAL PROVISIONS IS AIMED AT IMPROVING THE ORGANIZING AND CONTROL FUNCTIONS OF STATE REGULATION OF THE OIL AND GAS COMPLEX BY USING A SYSTEM-FUNCTIONAL APPROACH, EXPANDING INTERACTIONS WITH SEGMENTS OF THE ECONOMY AND INDUSTRIES ASSOCIATED WITH THE OIL AND GAS COMPLEX, AND DEVELOPING REGULATORY INSTITUTIONS AND INDUSTRY INFRASTRUCTURE

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, практическая методология, экономически устойчивое развитие, шестой технологический уклад, технологический суверенитет, опережающее развитие.

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

Укрепление взаимосвязей между государством и субъектами экономической деятельности посредством принимаемых регулирующих мер выступает основой повышения устойчивости механизма ГР НГК, внедрения новейших достижений НТП в системе государственного управления и на всех этапах производственных отношений и процессов, что делает его невосприимчивым к любым негативным проявлениям внутренней и внешней среды. Взаимосвязи могут являться как односторонними, так и действовать в обратном направлении, т.е. подразумевать возможность возврата

к исходной точке. Глубокое понимание факторов и причин происходящих на мировом и национальном экономическом и нефтегазовом рынке событий позволяет верно определить и поставить цели и задачи, обозначить средства, технологии и способы для их достижения, что может требовать точечных, индивидуальных регулирующих решений.

Аналитический и методологический инструментарий предоставляет возможность соединить теорию с практической действительностью. Создание механизма общеэкономического регулирования позволяет справиться с любыми

возникающими вопросами, впоследствии заниматься его развитием и совершенствованием, сформировать действенный, эффективный инструментарий, контролировать ход его практической реализации. При принятии регулирующих решений важно рассчитать их степень и меру взаимодействия с прочими формами и инструментами ГР НГК, что в конечном итоге позволяет максимизировать получаемые результаты. Разработка прорывных решений не обязательно базируется на стратегическом планировании, напротив, может быть обусловлена внедрением новейших достижений НТП.

Теория обычно воплощается на практике через организующую функцию государства с применением наиболее современных цифровых технологий и решений; все это накладывается на созданную методологическую платформу, сведено к общему основанию, должно находить отражение в государственных НПА. Методология призвана обеспечить наиболее эффективную практическую реализацию регулирующих действий в кратчайшие сроки, используя самые результативные механизмы, опирающиеся на передовые российские и зарубежные решения в сфере государственного управления и разработки во всех сегментах НГК. Это необходимо сочетать с вопросами стратегического планирования, реализацией ведомственных и целевых НПА посредством созидательных мер, адаптированных к национальной специфике и действительности.

Государство берет на себя организующую и контрольную функции, обеспечивает создание условий, необходимых для экономически устойчивого развития НГК, включая

инфраструктурные и институциональные вопросы, реализует разработанные положения по улучшению инвестиционного климата. Одним из направлений государственной промышленной политики выступает внедрение на российских предприятиях новейших разработанных отечественных технологий, аналогичных и превосходящих передовые зарубежные [3]. При этом первичным является результат, средства его достижения – второстепенны. Опора на существующую платформу, в частности – эффективно функционирующий государственный аппарат, позволяет избежать различных рисков, повысить устойчивость функционирования НГК.

Государство определяет правила и нормы функционирования нефтегазовых предприятий, степень ответственности за их неисполнение. Регулирующие действия в НГК должны быть связаны между собой, структурированы, проистекать друг из друга, преследовать единые цели и задачи. Необходимо выделять и соединять наиболее значимые аспекты ГР НГК, адаптированные к современным условиям цифровой экономики, поэтапно реализовывать на практике разработанные документы развития, отделять управленческую функцию от регуливающей. Именно их соединение призвано максимизировать конечный результат, подразумевает распределение полномочий и функциональных обязанностей между федеральным центром, субъектами Федерации и муниципальными образованиями, при этом подразумевает двусторонние, в т.ч. обратные связи.

Ключевые направления разработки практической методологии ГР НГК

Разработка программно-целевых документов развития выступает составным элементом системы стратегического планирования, представляет собой органичное соединение различных аспектов наработанного собственного и международного опыта, предполагает альтернативные тренды в развитии цифровых технологий [18]. Созданные теоретические конструкции, применимые к действительности, призваны обеспечить планомерный переход от теории к практике, детализированно изучить текущую ситуацию и перспективы устойчивого развития НГК, строительства и совершенствования методологической платформы, на базе которой государство осуществляет функции планирования, регулирования, контроля и корректировки результатов [15, с. 49]. Процесс данного перехода должен происходить без структурных сбоев, подразумевать опережающие темпы роста, принятие передовых регулирующих практик, выделение наиболее эффективного инструментария.

Выстраивание жесткой последовательности регулирующих действий, выводящих одни положения из других и способствующих повышению устойчивости механизма ГР НГК

УДК 338.45.622.3(470)



виду укрепления внутренних взаимосвязей, позволяет достоверно выявлять ключевые факторы воздействия и векторы развития в условиях ограничения объемов информации, выделять отдельные позиции под конкретную форму или инструмент в механизме ГР НГК, доказывающих собственную результативность в данных условиях без примеси субъективных представлений. Выделение конкретной позиции, сопоставление конечных результатов с начальными является основополагающим в системнофункциональном подходе. Следует отметить значимость выстраивания регулирующих действий, направленных на достижение конкретных результатов, возможность их последующей корректировки.

Множество экономических и политических аспектов тесно переплетены друг с другом; текущее положение и ситуация в НГК несет в себе прямые следствия первоначальных условий, т.е. важна совокупность всех воздействий на объект регулирования. Эффективность обратных связей повышает общую устойчивость экономической системы, задает тренды развития, позволяет корректировать регулирующий инструментарий. Обратная связь предполагает возможность оперативного реагирования на возникающие ситуации; теоретические конструкции содействуют повышению эффективности практической реализации регулирующих императивов. Целевые показатели предполагают нахождение оптимального методологического инструментария для их достижения. Аналитика может содействовать корректировке стратегических планов, улучшению макроэкономических условий, обеспечивающих устойчивый рост. Важна своевременность принимаемых мер, содействующая созданию необходимых условий, в рамках которых регулирующие действия показывают наибольшую результативность [1].

Положение и позиции форм и инструментов в механизме ГР НГК должны быть подчинены достижению целевых ориентиров, что предусматривает возможность их обозначения в отраслевых НПА, при этом в зависимости от развития ситуации их роль и значимость могут измениться. После формирования механизм

ГР НГК должен результативно функционировать без прямого государственного участия. Разделение форм и инструментов, их внесение в качестве функциональных обязанностей и полномочий исполнителей в рамках профильных ведомств в определенной мере является условным, предусматривает определенную степень ответственности. Они могут быть соподчинены друг другу, при этом являясь гибкими, допускать возможность корректировки в изменяющихся цифровых условиях. Составные элементы механизма ГР НГК должны быть отграничены друг от друга, разделены в качестве полномочий по ведомствам и профильным подразделениям в структуре государственного аппарата.

Механизм государственного регулирования должен обладать внутренней гибкостью, возможностью изменения собственной структуры, способностью результативно применять отдельные меры в зависимости от разных факторов

На любые возникающие события предусматриваются регулирующие решения, способные стабилизировать экономическую конъюнктуру в кратчайшие сроки. Внутри каждого блока механизма ГР могут находиться собственные взаимосвязи, которые призваны сделать работу соответствующего структурного подразделения наиболее результативной и благоприятно влиять на конечный результат. Регулирующие действия в своей сути должны являться простыми, осуществимыми на практике, предполагать возможность объективного контроля за их исполнением и реализацией. Создание условий для экономически устойчивого развития обеспечивает эффективное внутреннее устройство различных сегментов механизма ГР НГК, жесткое подчинение управляемых подсистем по отношению к управляющей; зачастую именно внутренний потенциал является основой для дальнейшего роста: так, расположение элементов внутри механизма ГР НГК, его форм и инструментов является важнейшим аспектом для развития, должно положительным образом отражаться на конечном результате [8].

На завершившемся этапе государственной экономической политики планирование являлось той платформой, на основании которой разрабатывались документы стратегического развития. В современных цифровых условиях теоретико-методологическое основание претерпело существенные изменения. Методологическая платформа предполагает наличие инструментария, способного эффективно функционировать в различных условиях при изменении конъюнктуры, соответственно регулирующие меры могут корректироваться для достижения обозначенных целевых ориентиров, являясь при этом значимым составным элементом системы стратегического планирования [2].

Механизм ГР НГК должен обладать внутренней гибкостью, возможностью изменения собственной структуры, способностью результативно применять отдельные меры в зависимости от ряда факторов. В данном контексте не исключается наличие нескольких сценариев развития: из альтернативных вариантов выбирается оптимальный в данных условиях. Любые возникающие явления должны служить этапом или трамплином для достижения поставленных целей и задач. Регулирующие действия ориентируются на конечный результат; важны их содержание, теоретико-методологическая наполненность, эффективность при данных условиях, результативное расходование выделяемых на их исполнение финансовых и иных видов ресурсов, а не обозначение или отнесение к определенной категории. Механизм ГР НГК как целое возможно разделить на составные элементы, при этом предлагаемые действия должны являться простыми и осуществимыми в данных условиях. Составные элементы механизма должны нести в себе синергетический эффект, значительно превышающий результат каждого из них по

отдельности. Особое внимание уделяется контролю за эффективностью расходования финансовых ресурсов на реализацию мер ГР НГК. Возникающие ситуации необходимо раскладывать на составные элементы и факторы воздействия, осуществлять последовательное исполнение разработанных этапов.

НГК функционирует в рамках экономической и политической конъюнктуры, различных сфер деятельности общества, объединяет множество предприятий в ряде сегментов, часть из которых – по кластерному признаку, в виде различных институтов и иных организаций, в т.ч. с целью взаимодействия с органами государственной власти. Ключевыми аспектами являются механизмы принятия регулирующих решений, обучение и практическое применение возможностей ведущих инженерных и управленческих кадров, использование научных институтов в качестве площадок для разработки новых патентов, внедрения передовых технологий и др. В целом повышаются экологические требования к качеству выпускаемой продукции.

На государственном уровне целесообразно проводить стимулирующую политику в области разработки передовых решений и импортоперереживания технологий в нефтегазовой промышленности. Профессионализм кадрового управленческого состава определяется эффективностью их деятельности, работы институтов, созданной теоретико-методологической платформы, полнотой информации и ее практического использования, новейшими технологиями в повышении уровня квалификации и др. [6]. Множество факторов воздействия в различных направлениях деятельности вызывают потребность в их упорядочении и структуризации, что позволяет оптимально подобрать необходимые методологические инструменты в ГР НГК. Составные элементы общей структуры факторов воздействия должны быть понятны для исполнителей, доступны им.

Теоретические конструкции позволяют смоделировать множество вариантов развития событий, а их методологическое основание способствует нахождению наиболее приемлемых из них, что

также позволяет разграничить различные факторы воздействия, создать логически обоснованную, завершённую последовательность событий, в рамках которых исполняется намеченная программа действий. Изучение воздействия различных факторов, прогнозов и перспектив роста может передаваться цифровым технологиям. Запланированные регулирующие меры должны быть реализованы на практике на различных уровнях, адаптированы к новым условиям.

Часть инструментария может исполняться по истечении определенного времени по итогам ранее проведенных подготовительных мер в рамках созданной платформы, что также способно существенно снизить риски в случае изменения конъюнктуры. Реализация обозначенных планов может иметь многоуровневую структуру; зачастую их необходимо разделять друг от друга и последовательно приводить в исполнение. Составные элементы механизма ГР НГК способны к внутреннему развитию, что принуждает к корректировке сам механизм. Развитие одних форм и инструментов ГР НГК может предполагать сдерживание в практической реализации других или их дополнение новыми составными элементами, для чего может потребоваться расширение внутренних резервов. Намеченные планы должны учитывать теоретические конструкции,

Процессы, происходящие в отечественном НГК, следует анализировать с позиций как государства, так и нефтегазовых компаний, исследовать их от обратного – от следствий к первопричинам

используемые ресурсы и возможности их привлечения, могут включать в себя ключевые аспекты их практической реализации, использование возможностей цифровых технологий, опыта и компетенций ведущего кадрового состава ответственных исполнителей.

Понимание действительных причин происходящих процессов вынуждает разрабатывать определенную последовательность регулирующих действий, выделять наиболее значимые методологические

положения, разрабатывать понятийно-категориальный аппарат, направления развития и возможности их практической реализации. Выделение причинно-следственных связей является неотъемлемой составляющей развития методологических положений, одним из звеньев, связующих теорию и практику. Этим обусловлено выделение системно-функционального подхода, позволяющего разработать качественные и количественные характеристики ГР НГК, их наиболее значимые аспекты практического применения, позволяющие достигать намеченные целевые ориентиры в установленные сроки. Промежуточные итоги могут оказывать существенное влияние на конечный результат и сроки его исполнения [12, 14].

Необходимо выделить результирующее положение на промежуточных этапах, соотносить цели, задачи, технологии и средства их достижения с аналогичными ориентирами других субъектов экономической деятельности, осуществлять учет альтернативных позиций при решении стратегических и текущих вопросов, производить объективный анализ и оценку положения государства и российских компаний на глобальном экономическом и энергетическом рынке. Создаваемая действительность может существенно отличаться от представлений нефтегазовых корпораций и прочих государств.

Существующие на современном этапе трансформационные изменения, смена технологического уклада заставили принципиально по-новому взглянуть на роль НГК в новых условиях: соответственно, технологическую составляющую целесообразно развивать ускоренными, опережающими темпами.

С течением времени значительное количество используемого в настоящее время инструментария ГР в национальной экономике утратит собственную эффективность.

Процесс трансформации российской экономики целесообразно рассматривать с различных сторон, в т.ч. в методологическом отношении с выделением наиболее значимых аспектов в общерыночной конъюнктуре; необходима логическая завершенность в этапах трансформационных изменений. Происходящие в отечественном НГК процессы следует анализировать с позиций как государства, так и нефтегазовых компаний, исследовать происходящие процессы от обратного – от следствий к первопричинам. В процессе принятия регулирующих решений необходимо учитывать максимальное количество факторов воздействия, понимать историческую ретроспективу, причины возникновения поставленных вопросов, текущее состояние, расположение, перспективы развития, качественные свойства и характеристики применяемого инструментария, возможности его последующего использования в отношении различных проектов, национальные особенности. Целесообразно понимать значение НГК для российской экономики в контексте перспектив глобального развития. Акцент на собственную специфику позволяет принимать единственные в своем роде регулирующие решения, уникальные формы и инструменты ГР НГК.

Сценарии стратегического развития НГК в своей основе могут опираться на накопленный опыт, что обеспечивает преемственность регулирующей политики, позволяет избегать логических разрывов при ее реализации, понимать общие тренды мирового экономического и энергетического развития, причины их возникновения, альтернативные направления роста без примеси субъективного восприятия, встраивание данных трендов в механизм ГР НГК, их обращение в некий промежуточный этап, обуславливающий дальнейшее экономически устойчивое развитие. Прогнозирование наиболее перспективных аспектов развития НГК, их обращение в конкурентные преимущества позволяет накапливать собственные компетенции, повысить устойчивость институциональной и инфраструктурной платформ, способных обеспечить прорывные темпы экономического роста [10].

Трендовая составляющая позволяет объективно оценивать возможность собственного

воздействия на происходящие экономические процессы, а глубина принятия решений – существенно сократить риски по сравнению с их поверхностным изучением. Принимаемые решения должны искоренять устаревшие и деструктивные регулирующие практики, воспроизводить накопленный опыт в условиях изменений внутренней и внешней конъюнктуры на качественно ином методологическом уровне развития, что способствует повышению их прагматизма.

Практическая реализация методологии ГР НГК

Различные сегменты НГК и других отраслей промышленного производства могут осуществлять не связанную деятельность, однако при этом зависят друг от друга. Накопление опыта позволяет расширить потенциал собственного развития, повысить устойчивость выбранных методологических положений. Субъективное восприятие в совокупности с цифровыми технологиями не должны отразиться на восприятии и объективной оценке действительности, напротив – стимулировать технологическое развитие во всех сегментах НГК, повысить конкурентоспособность российской нефтегазовой промышленности. Технологии принятия решений должны учитывать конкретный момент времени; практическое применение накопленного опыта должно быть логически целостным и выверенным, учитывать случайную составляющую, т.е. теория находит свое отражение в принимаемых регулирующих мерах, направленных на достижение поставленных целей и задач [17].

Меры ГР НГК представляют собой следствие заложенной теоретико-методологической платформы, основанной на системе образования как фундаменте для экономически устойчивого развития НГК. Активное внимание уделяется совершенствованию высшего образования, развитию научных институтов, повышению квалификации профессиональных и управленческих кадров, что представляет собой одну из основ для экономически устойчивого развития НГК, следствие проводимой регулирующей политики и заложенных в стратегические и программно-целевые НПА

теоретико-методологических положений. Система образования позволяет понимать происходящие процессы, являет собой их следствие и практическую реализацию заложенных императивов в действительности применительно к конкретным условиям.

Развитие может происходить как собственным (задействование внутреннего потенциала и резервов), так и искусственным образом. Действительность рассматривается с нескольких сторон, в результате чего выбираются оптимальные регулирующие меры для конкретной ситуации или нефтегазового проекта. Факторы воздействия, равно как формы и инструменты ГР НГК, необходимо отграничить друг от друга. Устранение субъективных оценок восприятия позволяет более продуктивно использовать системно-функциональный подход, соотносить внутренние тренды развития НГК с поставленными целями и задачами, а также изменениями в глобальной экономике. Следует выделить вероятность взятия на себя дополнительных обязательств ввиду происходящих внутренних и внешних изменений [4, 7].

В секторах производства НГК осуществляются как внутренние, так и искусственные процессы преобразования и развития, которые могут видоизменяться в результате субъективного восприятия действительности. ГР призвано стимулировать, развивать внутренние механизмы и конкурентные преимущества НГК, в т.ч. за счет применения системно-функционального подхода. Объект регулирования вычленяется как целое из общей экономической системы и рассматривается с различных сторон: его объектно-предметная структура, составляющие элементы, направления и технологии их совершенствования, положение объекта в системе, устойчивость взаимосвязей, понимание внутренних процессов и причинно-следственных цепочек – все это обуславливает повышение конкурентоспособности национальных нефтегазовых производств. Необходимо учитывать объективные тенденции экономического развития НГК, их соединение с регулирующим воздействием.

В рамках системно-функционального подхода восприятие НГК и национальной экономики может

происходить отдельно, однако в едином русле заложенных теоретических, методологических и практических положений ГР, т.е. естественные процессы и созданные искусственно аспекты развития НГК регулируются единым образом, при этом внутренние причины их формирования разграничены. Важны совокупность данных положений, учет накопленного опыта, взгляд на объект регулирования и собственную позицию со стороны, позволяющий моделировать дальнейшее развитие и его направления. Изучение происходящих изменений может осуществляться изнутри механизма ГР НГК. Регулирующие действия могут возникать в качестве ответной необходимости на данные изменения и предусматривают отсутствие внутренних противоречий, возможное возникновение которых должно выступать стимулом для дальнейшего развития.

Теоретико-методологические положения предполагают практическую реализацию технологии достижения поставленных целей и задач. Понимание природы происходящих процессов и взаимосвязей происходит из их внешнего изучения и детального анализа самого механизма ГР НГК, т.е. заданные тренды развития и технологии достижения возвращаются к исходной точке в конкретный момент времени, определяют вектор регулирующих действий, базирующийся на выбранном методологическом инструментарии. Из данной исходной точки проистекают несколько альтернативных направлений или сценариев развития. Важна приверженность выбранным методологическим принципам, подходам и методам, позволяющая корректировать применяемые регулирующие действия, различные формы и инструменты ГР НГК во всех сегментах нефтегазового производства, осуществляемые в процессе развития. Фактически происходит формирование новой действительности в условиях формирования шестого технологического уклада, цифровизации всех отраслей экономики [5].

Устойчивость НГК заключается в постоянном развитии и совершенствовании механизма его ГР. Целевой ориентир является точкой, достигнутой

в определенный момент времени, на пути к следующему этапу, т.е. регулирующие действия предполагают последовательное достижение данных точек. При этом обсуждению подлежат вопросы всеобъемлющего развития НГК. Механизм ГР НГК отражает срез действительности, нуждается в контроле и корректировке результатов, совершенствовании технологии реализации регулирующих мер, что подразумевает процесс его непрерывного развития, совершенствования форм и инструментов ГР. Практическая реализация регулирующих мер и методологического инструментария отражает сущность механизма ГР НГК.

Устойчивость НГК заключается в постоянном развитии и совершенствовании механизма государственного регулирования

Трансформация национальной экономики и НГК в результате планомерного перехода к цифровой действительности являет собой в т.ч. следствие процессов, происходивших в прошлом. Необходимо проанализировать и воспроизвести накопленный опыт на более высоком уровне развития в рамках созданной методологической платформы, причем важна последовательность этапов развития с обоснованием их значимости и выделением специальных позиций под формы и инструменты ГР НГК, нуждающиеся в корректировке и совершенствовании. Технология достижения целевых ориентиров возникает в процессе развития НГК, причем в ряде ситуаций возможно обойтись без прорывных технологических решений. Механизм ГР НГК как теоретическая конструкция, разграничивающая методы, формы и инструменты, показывающая суть происходящих изменений, понятийно-категориальный аппарат и ключевые тенденции развития, может являть собой следствие из выбранных методологических положений и инструментария. В свою очередь, технологии достижения регулирующих целей и задач могут варьироваться в зависимости от конкретных условий, положения и момента времени.

Процесс трансформации глобальной экономической системы и цифровизации производств является объективным трендом. Аспекты внутреннего развития НГК могут жестко регулироваться административными и экономическими методами воздействия. В результате их применения действительность преобразовывается в соответствии с выбранным направлением развития, причем данные процессы рассматриваются в единстве внутренних и внешних факторов воздействия, а также с установлением ответственности регулирующих органов государственной власти за достижение целевых ориентиров, технологии, средства и методы

воздействия, сроки реализации. Преобразования могут происходить в результате влияния глобальных экономических и политических изменений, передовых зарубежных практик ГР, позволяющих повысить эффективность функционирования российского НГК. Важна возможность их практической реализации при различных сценарных условиях в соответствии с внутренними трендами развития [17].

Развитие НГК осуществляется как изнутри, так и направляется и регулируется государством как внешним фактором воздействия, фактически с рефлексивных позиций. Разнонаправленные внутренние и внешние процессы должны содействовать его экономически устойчивому развитию, т.е. необходимо выработать и прийти к практической реализации регулирующих мер, способных показать наибольшую эффективность при данных условиях. Противоречия могут быть вызваны различием позиций отдельных органов государственной власти или ответственных лиц по обозначенным вопросам. Регулирующие процессы могут происходить в качестве ответной реакции на внутренние изменения, различные направления государственной политики, а также глобальные экономические

и политические преобразования. Это требует понимания причин их возникновения, учета различных позиций, выработки единой государственной нефтегазовой политики, направленной ее развития, применения конкретных форм и инструментов ГР.

Следует ориентироваться на конечную цель; средства и технологии ее достижения являются вторичными в условиях непрерывных изменений, уточнения общеэкономических трендов развития, объективной возможности государственного воздействия на происходящие в НГК внутренние процессы, обусловленного необходимостью устранения недостатков и сбоев в функционировании механизма его ГР. Важна точка приложения регулирующего воздействия в конкретный момент времени, полнота информации, охват альтернативных позиций, т.к. с различных сторон направления развития или решения оперативных и стратегических вопросов могут рассматриваться под различным углом, что обусловлено в т.ч. положением и позицией конкретного органа государственной власти, нефтегазовой компании, института или ответственного исполнителя в общей экономической системе. Также учитывается, что один и тот же субъект экономической деятельности может менять собственную позицию в результате изменения факторов воздействия или условий среды.

Теория не должна быть оторвана от действительности, напротив, содействовать ее практическому применению и развитию, реализации новых положений и прорывных решений, соответствующих глобальным и отраслевым трендам. Важно учитывать накопленный управленческий и методологический опыт, технологии и механизмы достижения целей в зарубежных странах, иностранных предприятиях и прочих сферах деятельности. Уникальные регулирующие решения способны привести качественно иной результат. Теоретико-методологические положения без субъективной оценки позволяют выявить сущность происходящих процессов и дальнейших изменений, т.е. теория адаптируется к практике, рассматривается и преломляется с необходимых сторон для того, чтобы позволить разработать технологию и механизм достижения целевых ориентиров [11]. Прделанная, в

т.ч. с использованием цифровых технологий, аналитическая работа позволяет более прагматично подходить к решению возникающих отраслевых вопросов, качественно повысить результативность применяемых регулирующих действий за счет выбора наилучших методологических инструментов, подбора оптимальных исполнителей.

Внедрение теории в практику обеспечивает качественно новые регулирующие решения, способствующие повышению общей эффективности функционирования НГК. Теория преломляется под необходимым к практической деятельности углом; средства, технологии и механизмы органично внедряются в действительность, дополняют ее. Цифровые технологии позволяют качественно повысить общую результативность функционирования НГК, внедрять новейшие технологические решения и методологический инструментарий в его различные сегменты и производства, уровень профессиональной квалификации исполнителей благодаря использованию новых стандартов обучения, комплексному изучению передовых практик регулирующего воздействия. Это содействует выработке принципиально новых, уникальных для мировой практики регулирующих решений, выделить методологический инструментарий, применимый к национальному НГК.

Российская специфика обуславливает качественно иные теоретико-методологические положения, их разделение от практической составляющей. Детальная аналитика всех структурных элементов НГК позволяет выстроить программу действий по принятию регулирующих мер и их исполнению для достижения стратегических ориентиров. Совокупность теоретико-методологических положений вырастает в практическую плоскость, преобразуется в регулирующие меры в установленные сроки. При этом необходимо закладывать определенные резервы для развития, повышающие устойчивость механизма ГР НГК, своевременно, в кратчайшие сроки устранять возможные ошибки, нейтрализовать любые виды рисков. Поступающая информация трансформируется через принятие соответствующих программно-целевых НПА, стратегических планов и прогнозов

в практические действия через призму внутренней специфики, условий и институциональных факторов. Аналитическая деятельность предполагает их разработку, обуславливающую дальнейшие регулирующие действия, создание теоретических конструкций, способных реализоваться на практике. Эффективные регулирующие меры возможны после детализированного изучения различных направлений и сценариев развития без примеси субъективных представлений об объекте воздействия ГР. Детальная проработка всех аспектов регулирующих действий с теоретико-методологических позиций базируется на полноте информации, позволяет выделить ключевые аспекты в конкретной ситуации, исходя из накопленного опыта.

Выделение новых методологических положений в практической плоскости осуществляется на основе имеющейся в распоряжении информации. Участники нефтегазовых отношений должны понимать их сущность на практике, т.е. зафиксированный в НПА, программно-целевых и иных документах поэтапно осуществляемый методологический инструментарий, который может быть выражен в графическом виде средств и способов. Оформленные положения, стратегические планы, преследующие определенную цель, предполагают кратчайший и наиболее эффективный способ ее достижения. Важно обработать поступающий массив информации, применить на практике наиболее результативные в конкретной ситуации регулирующие меры, которые могут быть заложены в исходных математических моделях, обозначены в НПА и других документах как следствие используемых теоретико-методологических положений.

Механизм ГР НГК должен быть выстроен в соответствии с обозначенными целями и задачами в силу того, что методология предполагает инструментарий, средства и технологии для их достижения. Фактически определяющим здесь является его строительство, организация работы внутри государственного аппарата, различных министерств и ведомств. Системно-функциональный подход предполагает выделение миссии, внутренних факторов

развития, полноту практической реализации заложенных положений. У каждого элемента механизма ГР НГК, регулирующего органа должны быть выработаны и обозначены функциональные обязанности. Кроме того, следует отмечать полученные итоги после прохождения каждого этапа развития, а опыт, как собственный, так и зарубежных государств и прочих субъектов экономической деятельности, и вся информация отражаются на каждом этапе в используемых регулирующих мерах, т.е. преобразуются в конкретные действия в соответствии с выбранными методологическими положениями.

Разработка стратегических и программно-целевых документов развития предполагает установление ориентиров и ответственность за их достижение. Регулирующие меры должны способствовать непрерывному процессу развития, становлению НГК в новых условиях с учетом национальной специфики

Деятельность органов государственной власти подчинена достижению обозначенных целей и задач, обеспечению суверенитета, национальной и энергетической безопасности, экономически устойчивого развития НГК; государство осуществляет организующую и контрольную функции. Зачастую может потребоваться разработка методических рекомендаций в отношении конкретных аспектов развития, обуславливающих необходимые расчеты. Регулирующие меры аккумулируют весь прошедший опыт, информацию и технологии, нацелены на поэтапное достижение поставленных ориентиров и задач, предполагают получение необходимых результатов в кратчайшие сроки с устранением всех рисков; они соотносятся с прошедшим опытом и позволяют выйти на качественно новый уровень развития [18].

Важна приверженность выбранному методологическому инструментарии во всех аспектах ГР НГК с учетом ранее утвержденных теоретических положений, впоследствии воплощенным на практике благодаря принятым и используемым методологическим основаниям, ресурсам, средствам и технологиям достижения целевых

ориентиров. Технологии могут отличаться в зависимости от конкретных условий, например, фазы экономического цикла. Соответственно, может быть изменен вектор теоретической составляющей, выбран альтернативный сценарий развития с учетом понимания миссии ГР НГК, поставленных целей и задач, задействования исходных резервов для их достижения. Необходимо в полной мере учитывать внутренние и внешние условия среды регулирования, отмечать факторы, препятствующие развитию, устранять любые деструктивные аспекты, что позволяет обосновать принимаемые

регулирующие меры. Разработка стратегических и программно-целевых документов развития предполагает установление определенных ориентиров, ответственность за их достижение. Учитываются риски в зарубежных странах, крупнейших нефтегазовых компаниях и международных институтах. Регулирующие меры должны способствовать непрерывному процессу развития, становлению НГК в новых условиях с учетом национальной специфики. Совершенствование механизма ГР НГК происходит в результате изменения условий среды, смены технологического уклада, появления цифровой реальности и, как следствие, принятия новых регулирующих мер; повышение его эффективности предполагает устранение всего излишнего.

Теоретико-методологические положения способствуют повышению устойчивости механизма ГР НГК, в т.ч. за счет изменения его структуры, получения новой информации и накопленного опыта. Системно-функциональный подход предполагает наличие множества связанных элементов из прочих отраслей экономики и сфер деятельности. Каждый структурный элемент механизма должен находиться на определенной

позиции, являться объектом для применения средств и технологий, сопутствующих достижению обозначенных целевых ориентиров за счет создания новых цепочек регулирования производственных процессов.

Значительная часть ресурсов высвобождается в результате применения новейших цифровых технологий, также планомерно совершенствуется применяемый методологический инструментарий. Особый акцент ставится на уровне профессиональной квалификации исполнителей, задействованных ими средств и технологий, благодаря которым возможно предупредить или устранить любые возникающие и потенциальные риски. В рамках рассматриваемых вопросов следует учитывать альтернативные позиции, т.е. приходиться к единому знаменателю либо менять направление развития, не изменяя при этом выбранному методологическому инструментарии. Понимание причин всех аспектов деятельности и факторов воздействия на НГК [9] позволяет использовать их для реализации собственных приоритетов, получить представление о различных направлениях его развития, повысить устойчивость платформы функционирования НГК. При этом необходимо руководствоваться законодательством, нравственно-этическими нормами, разделять миссию, цели и задачи, в соответствии с которыми выстроен механизм ГР НГК, работа различных государственных ведомств в рамках данного направления. Все внешние и внутренние факторы должны быть направлены на достижение обозначенных целей с приходом к единой позиции по наиболее значимым вопросам [13].

Выводы и рекомендации

Методология направлена на конкретные действия, регулирующие меры по достижению результатов. Различия в конечном итоге могут быть формальными, однако при этом – заложенными как результирующие показатели в НПА; т.е. важны именно те ресурсы, средства и технологии, которые приводят к необходимому результату, учитывают нюансы в различных направлениях государственной деятельности, правила функционирования сложившихся систем как внутри страны, так и на глобальном рынке, особенности

национального законодательства. Субъекты экономической и нефтегазовой деятельности должны предлагать конкретные способы решения поставленных задач, законодательно закреплять все аспекты в различных направлениях ГР НГК, учитывать альтернативные позиции зарубежных государств, энергетических компаний и институтов, которые должны приводить к повышению общей эффективности функционирования в отношении организации собственных действий.

Организирующая функция ГР строится с учетом национальной специфики, предполагает выбор средств и технологий, необходимых для достижения обозначенных результатов в зависимости от условий среды, имеющихся в распоряжении ресурсов, внутренних предпочтений и др. Специфика учитывает инфраструктурные и иные особенности под практическую реализацию определенного проекта или направления, конкретный методологический инструментарий. Достижение результатов обычно предполагает задействование внутреннего потенциала и имеющихся в распоряжении ресурсов, создание благоприятных условий для экономически устойчивого развития, обеспечивающих принципиально иное восприятие действительности и содействующее качественному прорыву в развитии. Принятие и внедрение передовых технологических решений способно обеспечить значительные конкурентные преимущества [10, 11].

Способы воздействия на формы и инструменты ГР НГК могут подлежать определенной корректировке, а выбранный методологический инструментарий должен доводиться до всех участников экономических отношений. При этом важны устойчивость платформы функционирования механизма, конкретные действия, ответственность за принятие регулирующих решений, установление причинно-следственных связей, видение в едином русле поставленных целей и задач. В условиях цифровой экономики важно устанавливать не только исполнителей, но и организаторов определенных процессов, стимулировать их или привлекать к ответственности. Выбранный инструментарий позволяет принимать принципиально

новые регулирующие решения, выделять ключевые аспекты происходящих процессов и изменений. Наиболее значимыми целями могут выступать улучшение макроэкономических показателей, социально-экономических условий и др., которые возможно добиться, в частности за счет жесткого распределения функциональных обязанностей.

Выстроенное методологическое основание, стабильные макроэкономические и политические условия способствуют экономически устойчивому развитию НГК. При этом возникающие кризисные ситуации необходимо превращать в трамплин для дальнейшего роста, извлекать из них максимальные конкурентные преимущества. Применяемый методологический инструментарий должен способствовать практической реализации оптимально подобранных форм и инструментов ГР НГК, т.е. используемая система регулятивов в долгосрочной перспективе должна приносить максимальный экономический эффект с выделением всех функций в ее основании. Оценка эффективности выбранных методологических инструментов, средств и технологий проявляется именно в развитии механизма ГР НГК, его методов, форм и инструментов воздействия. На современном этапе отдельные теоретико-методологические положения и регулирующие решения в ГР НГК следует возложить на искусственный интеллект и иные технологии четвертой промышленной революции и шестого технологического уклада.

Все аспекты ГР НГК должны выстраиваться в единую линию развития с нивелированием и устранением любых видов рисков, использованием передовых технологических и управленческих решений, адаптированных к российской действительности. Эффективность применяемых мер обычно оценивается по конечному результату и срокам исполнения. Теоретико-методологические положения ГР НГК также находятся в собственном развитии, что способствует улучшению результатов. Необходимо учитывать, что некоторые нефтегазовые предприятия и субъекты экономической деятельности могут не разделять их, иметь собственные представления,

придерживаться иных трендов в части мировой экономической политики, цифровизации НГК, взаимодействия государства и бизнеса и по иным значимым энергетическим вопросам. Кроме того, происходит определенное преломление через призму системы представлений об их дальнейшем развитии и участии в решении энергетических вопросов, в полной мере учитываемые и реализуемые в рамках единого экономического направления [16]. ●

Литература

1. Блауг М. Методология экономической науки или как экономисты объясняют. М.: Вопросы экономики, 2004. 416 с.
2. Бушуев В.В., Громов А.И. Энергетическая стратегия – 2050: методология, вызовы, возможности // Энергетическая политика. 2013. № 2. С. 11 – 19.
3. Винокуров М.А. Роль государства в корректировке модели экономического роста России. СПб.: Питер, 2014. 192 с.
4. Гегель Г. Наука логики. М.: АСТ, 2019. 912 с.
5. Глазьев С.Ю. Рывок в будущее. Россия в новых технологическом и мирохозяйственном укладах. М.: Книжный мир, 2018. 768 с.
6. Дементьев В.Е. Технологическое развитие и структурные изменения в экономике // AlterEconomics. 2022. Т. 19. № 1. С. 116 – 130.
7. Джевонс У.С. Основы науки. Трактат о логике и научном методе. М.: Либроком, 2016. 744 с.
8. Дмитриевский А.Н. Избранные труды: в 7 т. Т. I: Системный подход в геологии: теоретические и прикладные аспекты. М.: Наука, 2008. 454 с.
9. Зиновьев А.А. Фактор понимания. М.: Алгоритм, Эксмо, 2006. 528 с.
10. Кононов Ю.Д. Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК. Новосибирск: Наука, 2015. 147 с.
11. Мелентьев Л.А. Методология системных исследований в энергетике. Избранные труды. М.: Наука, 1995. 300 с.
12. Милль Дж.С. Система логики силлогистической и индуктивной. Изложение принципов доказательства в связи с методами научного исследования. М.: ЛЕНАНД, 2011. 828 с.
13. Некипелов А.Д., Ивантер В.В., Глазьев С.Ю. Приоритеты долгосрочного социально-экономического развития // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. 2013. № 6. С. 18 – 31.
14. Рузавин Г.И. Методология научного познания. М.: ЮНИТИ-ДАНА. 2012. 287 с.
15. Трофимов С.Е. Государственное регулирование как способ поддержки экономически устойчивого развития нефтегазового комплекса: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05. Иркутск, 2017. 211 с.
16. Трофимов С.Е. Методологические основы государственного регулирования нефтегазового комплекса России. М.: ИНФРА-М, 2022. 314 с.
17. Уэст Дж. Масштаб: Универсальные законы роста, инноваций, устойчивости и темпов жизни организмов, городов, экономических систем и компаний. М.: Азбука Бизнес, Азбука-Аттикус, 2018. 512 с.
18. Шапот Д.В., Малахов В. А. Опыт развития методологии и разработки управленческих моделей межотраслевого баланса. М.: МЭИ, 2018. 176 с.

KEYWORDS: *state regulation, oil and gas complex, practical methodology, economically sustainable development, Sixth technological paradigm, technological sovereignty, advanced development.*

АМЕРИКА СНЯЛА САНКЦИИ С КРУПНЕЙШИХ РОССИЙСКИХ БАНКОВ

БСЖСЖ

Министерство финансов США продлило приостановку действия санкций, в отношении крупнейших российских банков, разрешив проводить финансовые операции со «Сбером», «ВТБ», Центробанком, «Росбанком» и другими. Все дело в сделках, связанных с добычей, переработкой, транспортировкой и закупкой нефти и нефтепродуктов, природного газа, угля, древесины и урана. Разрешение будет действовать до 30 апреля 2025 года. США настаивают, чтобы их европейские союзники строго



соблюдали антироссийские санкции, но предоставляют себе право их обходить. ЕС не может покупать российские товары, а США создают для себя лазейки, чтобы закупать российский уран, нефть, удобрения и СПГ. Они по дешевке закупают последний у Индии и Китая, а затем втридорога перепродают своим европейским союзникам. Россия фактически является монопольным поставщиком уранового топлива на американские АЭС. Соединенные Штаты не смогут обойтись без этого топлива как минимум в течение следующих двух лет..

ПОЗДНЕЕ РАССТАВЛЕНИЕ С «ГАЗПРОМОМ»



Австрийская нефтегазовая компания OMV расторгла долгосрочный контракт на поставку газа с «Газпромом». Этот шаг был обусловлен прекращением поставок российской компанией,



что OMV расценивает как нарушение контракта. С 2022 года Россия неоднократно перекрывала газовый кран, чтобы взвинтить цены. OMV обратилась в шведский арбитражный суд, который в ноябре вынес решение, согласно которому «Газпром» должен выплатить OMV 230 миллионов евро в качестве компенсации. Когда OMV объявила, что зачтет эту сумму в счет текущих платежей, «Газпром» прекратил поставки. Теперь OMV воспользовалась этой возможностью, чтобы в одностороннем порядке расторгнуть контракт. Австрия – одна из последних стран ЕС, которая



почти весь свой природный газ получает из России. OMV продолжает покупать газ через газовую биржу, хотя и по более высокой цене. В конце года истек контракт на поставки газа через Украину, OMV расторгла договор за две недели до этого события, таким образом она наживалась на дешевом российском газе как можно дольше. Россия тоже была в выигрыше: все это время сотни миллионов евро текли из Австрии в Россию.

СТАРМЕР СТРЕМИТСЯ К СБЛИЖЕНИЮ С ОАЭ, А ОНИ В ЭТО САМОЕ ВРЕМЯ ЗАКЛЮЧАЮТ ТОРГОВУЮ СДЕЛКУ С РОССИЕЙ

The Telegraph

Объединенные Арабские Эмираты заключили торговое соглашение с Россией, сделав это вскоре после того, как премьер Британии Кир Стармер посетил ОАЭ. О сделке ОАЭ с ЕАЭС было объявлено сразу после того, как премьер-министр вернулся в Британию, что может поставить Даунинг-стрит в неловкое положение.

Запад ввел против России многочисленные экономические санкции с тем, чтобы ослабить ее возможности по ведению военных действий. Аналитики отмечают резкое увеличение экспорта из западных стран во многие государства, являющиеся союзниками России. Это говорит о том, что часть торговли осуществляется через эти страны в обход санкций.

Министр торговли ОАЭ Тани Аль Зейуди сказал: «Имея совокупную численность населения примерно 200 миллионов человек и ВВП, приближающийся к пяти триллионам долларов, ЕАЭС предлагает богатый пласт возможностей нашему частному сектору». ●



Улучшенная прочность стали для бурильных труб

Ученые Пермского Политеха предложили способ термической обработки низкоуглеродистой мартенситной стали, который обеспечивает лучшее сочетание ее механических свойств. Для улучшения характеристик стали проводят ее термическую обработку. Преимущество сталей с изучаемой структурой состоит в том, что они закаляются при охлаждении на обычном воздухе, при этом значительного падения ударной вязкости не происходит. Ученые изготовили образцы в виде слитков и нагрели их до 800 °С и более, после чего провели испытания для определения характеристик механических свойств образцов, вырезанных из готового изделия. Эксперимент показал, что закалка стали из межкритического интервала температур обеспечивает для выбранной стали лучшее сочетание необходимых свойств по сравнению с традиционными технологиями. Предел прочности находится на уровне 1300 МПа, относительное сужение – порядка 70%, а ударная вязкость – 2,5 МДж/м². Сталь такого состава и характеристик может служить альтернативой современным сталям для бурильных труб.

Увеличение ресурса энергетического оборудования

Специалисты НИУ МЭИ разработали технические решения для увеличения ресурса рабочих лопаток последних ступеней мощных паровых турбин с применением износостойких покрытий, сформированных с использованием PVD-технологий – технологий нанесения покрытий, представляющих собой тонкие пленки, состоящие из других металлов. Эксплуатируемые во влажном паре рабочие лопатки паровых турбин подвергаются высокоскоростному воздействию находящихся в потоке капель жидкости, поведение которых подобно абсолютно твердому телу при столкновении с лопатками. Увеличивающийся со временем износ материала лопаток приводит к снижению КПД. Ученые МЭИ разработали технологические решения по продлению ресурса, базирующиеся на предварительной модификации поверхности стеллита (износостойкого сплава, наносщегося на части оборудования для повышения их ресурса) с последующим формированием износостойкого покрытия на всей поверхности лопатки, защищающего не только входные, но и выходные кромки.

Атмосферное давление и опасные газы

Эксплуатация калийных рудников связана с рисками для здоровья работников, в частности из-за отравления вредными газами, которые выделяются из породы. Ученые Пермского Политеха исследовали взаимосвязь атмосферного давления и газовой обстановки в выработках и разработали методику прогнозирования ситуации. Интенсивность выделения газа зависит от газопроницаемости массива выработок, газоносности пород и давления газа в пласте. При повышенном атмосферном давлении газопроницаемость пластов занижается, и газ выделяется через микротрещины и поры. При падении давления в выработке начинается интенсивное высвобождение газа как из стенок, так и из измельченной породной массы. Чем больше в этих условиях объем добычи, тем сильнее он выделяется. На изменение атмосферного давления в рудниках также влияет и работа вентиляционной системы. Существуют пороговые значения давления, превышение которых резко меняет интенсивность газовыделений. Они отличаются в зависимости от времени года, газодинамическая обстановка обостряется в периоды резкой смены метеорологических показателей.

Химические реакции ускорили в 10 раз

Сотрудники НИЯУ МИФИ создали прототип так называемого поляритонного фотореактора, ускоряющий химические реакции в 10 раз. Фотореактор МИФИ использует принципы поляритонной химии для усиления взаимодействия света и вещества. В основе устройства – интерферометр Фабри-Перо с нанометровым зазором между зеркалами, в котором помещается микроскопическое количество вещества. Молекулы, возбужденные лазером, практически без потерь энергии курсируют между зеркалами, так как свет в резонаторе сильно сжат, молекула вещества не успевает полностью рассеивать энергию возбуждения и приводит в состояние равновесия. Это приводит к повышению эффективности химических реакций, увеличивая выход целевого соединения в 10 раз по сравнению с обычными методами. Прибор не только увеличивает количество получаемых химических соединений, но и позволяет синтезировать вещества с определенной энантиоселективностью, то есть добиваться эффекта, когда в ходе химической реакции из двух возможных зеркально-симметричных молекул один тип синтезируется в большем количестве, чем другой.

«Губка» для Арктики

Специалисты Сибирского федерального университета в составе международного научного коллектива создали сорбент, который может поглощать нефть и нефтепродукты. 1 грамм вещества способен как губка впитать 19 граммов нефти. Сорбент может также выступать в качестве полезного субстрата для бактерий и растений, т.к. содержит полезные вещества, после основного действия сорбента в течение 3–5 лет происходит разложение карбамидных смол до аммиака, в результате чего минерализуется почва. Капиллярная сорбция осуществляется на основе карбамида и поглощает 90–98% нефти и нефтепродуктов с поверхности воды при температуре до +40 °С. В композиции сочетаются две полимерные смолы – карбамидоформальдегидная, с классом эмиссии не более 0,2%, и меламиноформальдегидная, позволяющая получить композит с экологически чистым составом, огнестойкими характеристиками и способностью улавливать углекислый газ при возгораниях. Действие сорбента базируется на сочетании коагуляционных процессов за счет внешней оболочки – эластомера и процессов абсорбции за счет ядра – полимерного сорбента.

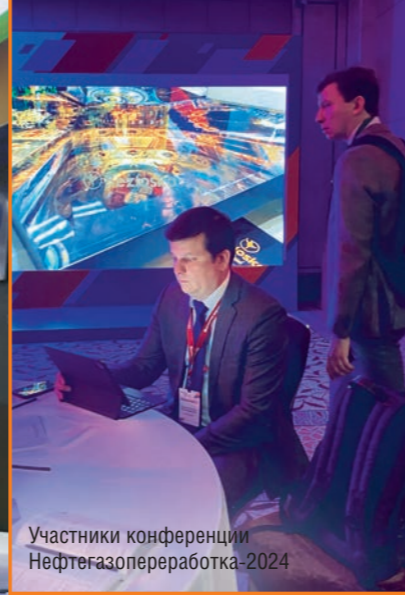
Прогноз нагрузок

Ученые Новосибирского государственного университета совместно с коллегами из Казахстана намерены завершить создание информационной системы для прогноза критических ситуаций в энергосистеме Казахстана в 2026 г. Разработка позволит в автоматическом режиме оперативно прогнозировать нагрузки в энергосистеме Казахстана. Ученые разработали алгоритмы, позволяющие предсказывать критические ситуации в результате пиковых нагрузок и определять риск энергодефицита в разных регионах для предотвращения отключений. Ученые сравнили систему с прогнозированием землетрясений, основанным на анализе ряда природных явлений, происходящих перед подземными толчками. В случае с отслеживанием нагрузок в энергосистеме также учитываются определенные факторы, в т.ч. характер потребления электроэнергии и погодные условия, влияющие на спрос.





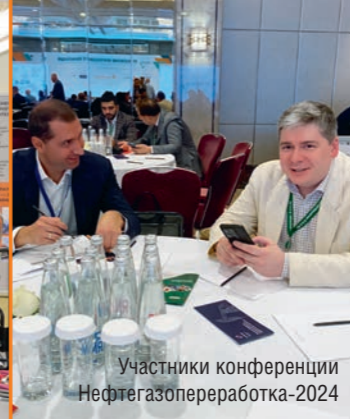
Участник выставки Нефтегаз-2024



Участники конференции Нефтегазопереработка-2024



Посетители выставки Нефтегаз-2024



Участники конференции Нефтегазопереработка-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024



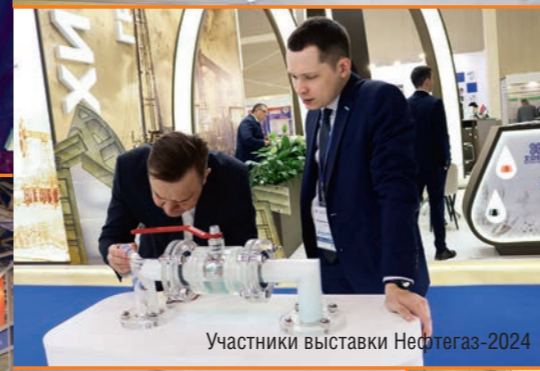
Участник выставки Нефтегаз-2024



В. Козлова



Участник выставки Нефтегаз-2024



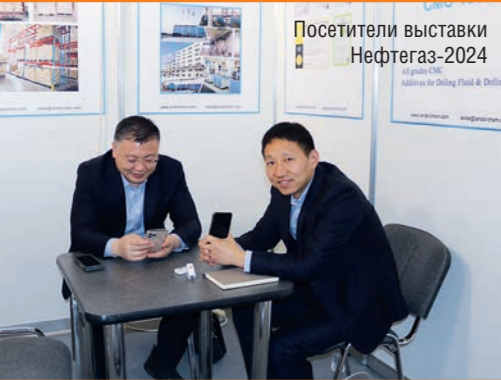
Участники выставки Нефтегаз-2024



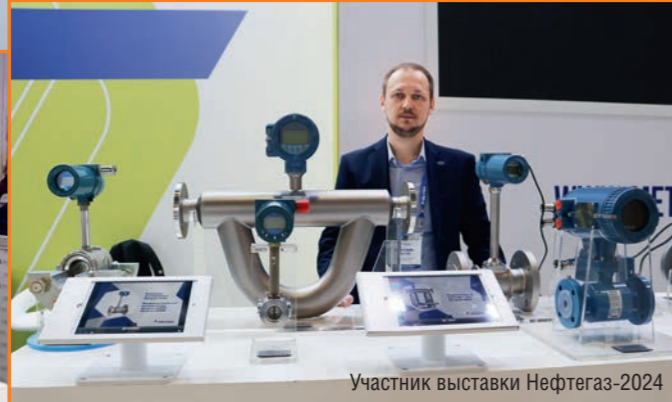
Посетитель выставки Нефтегаз-2024



Участники конференции Нефтегазопереработка-2024



Посетители выставки Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024



Участники конференции Нефтегазопереработка-2024



Участник конференции Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции Нефтегазопереработка-2024



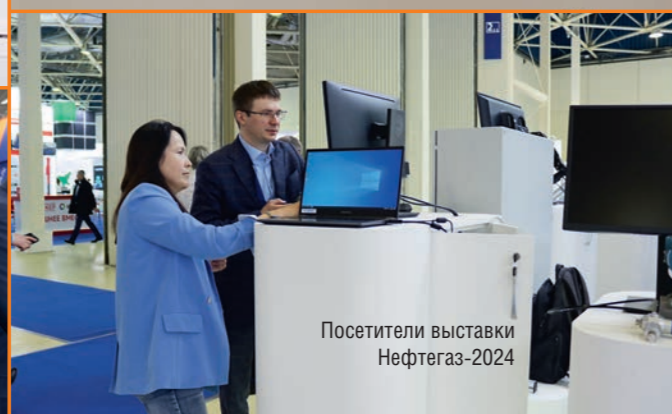
Участники выставки Нефтегаз-2024



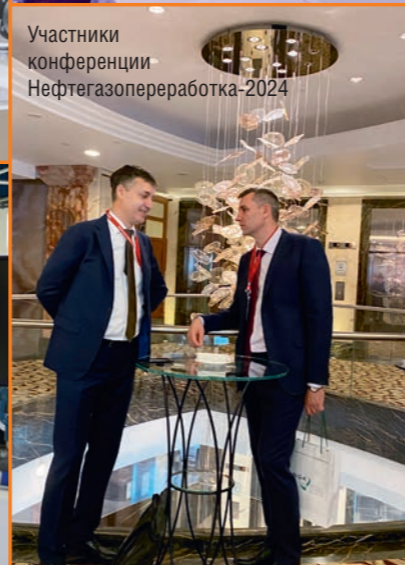
Участники конференции Нефтегазопереработка-2024



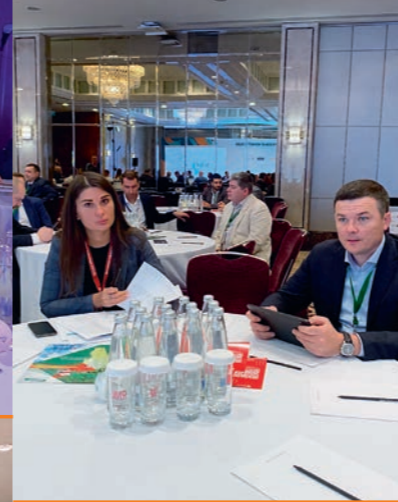
Участники конференции Нефтегазопереработка-2024



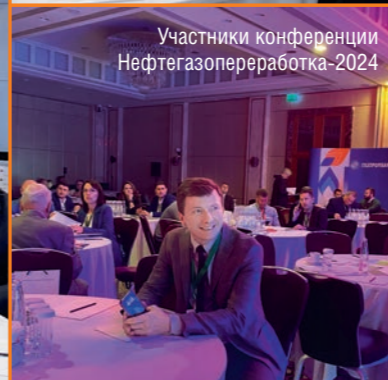
Посетители выставки Нефтегаз-2024



Участники конференции Нефтегазопереработка-2024



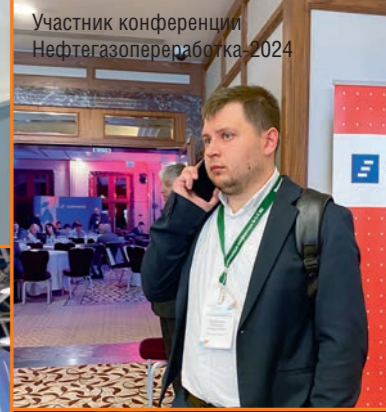
Участник конференции Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции Нефтегазопереработка-2024



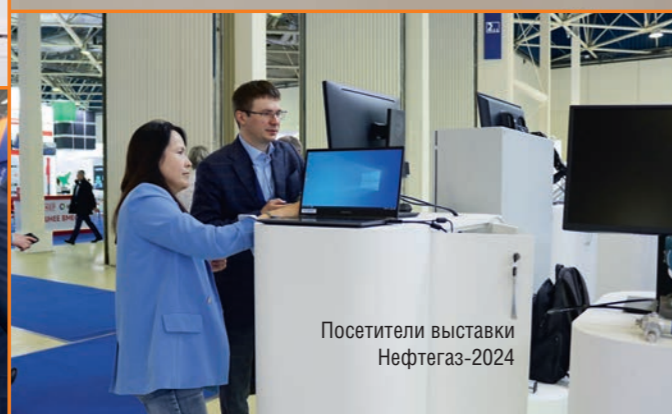
Участник выставки Нефтегаз-2024



Участник конференции Нефтегазопереработка-2024



Участники выставки Нефтегаз-2024



Посетители выставки Нефтегаз-2024



Участник конференции Нефтегазопереработка-2024



Участник конференции Нефтегазопереработка-2024



Посетители выставки Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024

FSRU

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.2 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

2.2.4 Прочее



Floating Storage Regasification Unit – плавучее хранилище сжиженного природного газа, оснащенное судовой регазификационной установкой.

FSRU – стационарный объект регазификации и хранения, стоящий на рейде или у причала и соединенный газопроводом с берегом.

FSRU оснащено:

- специальными термоизолированными резервуарами для перевозки СПГ;
- специальной системой хранения груза (первичный контейнер для хранения жидкости, слой изоляции, вторичная оболочка для недопущения утечек, повторный слой изоляции);

Материалы поверхностей, контактирующих с СПГ, изготавливаются с использованием нержавеющей стали, алюминия или инвара.

Преимущества по сравнению с наземными СПГ-терминалами:

- более низкая стоимость;

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ	
пропускная мощность судовой регазификационной установки	1,4 млн м ³ /сутки (50 mmscf/d) – 22,7 млн м ³ /сутки (800 MMscf/d)
быстроходность	18–20 узлов
скорость операций по наливу и разгрузке СПГ	12–18 часов
грузовместимость	200–250 тыс. м ³
осадка	12 м
двигатель	дизельный, газомазутный, двухтопливный
структура судна	двухкорпусная для недопущения утечек и взрывов

- срок строительства около 1–3 года;
- меньшая площадь FSRU и морское размещение минимизирует воздействие на окружающую среду;
- устанавливается на рейде у берега либо швартуется к специальному причалу в порту.

Широкое распространение имеют FSRU типа Moss (41% от мирового флота FSRU).

FSRU типа Moss:

- обладают самонесущими резервуарами сферической формы;
- имеют систему трехмембранных резервуаров. ●

ПЛАВУЧИЙ КРАН

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.5 Специальные транспортные и грузоподъемные средства

1.1.5.1.6 Плавучие краны

Кран стрелового типа на самоходном или несамоходном понтоне, предназначенном для его установки и передвижения.

Плавучие краны состоят из верхнего строения (собственно крана) и понтона. ●



ПЛАВУЧИЕ КРАНЫ ПОДРАЗДЕЛЯЮТСЯ:

По назначению	краны для погрузочно-разгрузочных работ в портах краны для монтажных работ
По самоходности	самоходные (если должен обслуживать несколько портов или перемещаться на значительные расстояния) несамоходные
По конструкции верхнего строения	неповоротные поворотные комбинированные

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАВУЧИХ КРАНОВ

Механизмы	дизель-электрический привод
Двигатели	гребные винты или крыльчатые двигатели
Предназначение	работы, производимые на плаву
	Массовые перегрузочные работы (используют краны, как правило, несамоходные, грузоподъемностью до 25 т с вылетом до 35 м)
	перегрузка судов-тяжеловесов
	строительно-монтажные и аварийно-спасательные работы (поворотные краны грузоподъемностью до 350 т, как правило самоходные, с вылетом до 60 м)

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОНТОНА

Состав корпуса	Поперечные (шпангоуты и палубных бимсов) и продольные (киль и кильсон) элементы, обшитые листовой сталью
Форма	параллелепипед с закругленными углами, либо корабельные обводы. Понтоны с прямоугольными углами имеют плоское дно и срез в кормовой или носовой части
кран-катамаран монтируют на двух понтонах	каждый понтон имеет выраженный киль и форму, аналогичную форме корпусов обычных судов
непотопляемость	наличие продольных и поперечных переборок
остойчивость	жилые помещения для команды крана и склады помещаются внутри понтона, что позволяет избежать высоких надстроек и увеличить остойчивость
танки для дизельного топлива и пресной воды	располагаются внутри понтона, вдоль его бортов

АТОМНЫЙ ЛЕДОКОЛ ПРОЕКТА 2220 ТИПА ЛК-60Я

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Ледокольное сопровождение

Арктика

Рассчитан на преодоление ровного льда толщиной 2,8 метра со скоростью 1,5–2 узла (3,0 метра – наибольшая).

Является двухосадочным ледоколом: при глубокой осадке способен проламывать толстые океанские льды, при мелкой – работать в руслах рек, тем самым замещая собой сразу два ледокола – классов «Арктика» и «Таймыр» соответственно.

Ледокол оборудован двумя ядерными энергетическими установками с реакторами РИТМ-200, тепловой мощностью по 175 МВт каждый. Пар от реакторов приводит в действие два паровых турбогенератора мощностью по 36 МВт. Три гребных винта фиксированного шага приводятся в действие шестью гребными электродвигателями суммарной мощностью 60 МВт. Двигатели установлены по два на каждом из трех валов судна.

После выхода из строя одного двигателя общая мощность ледокола снизилась с 60 МВт до 50 МВт. Принято решение работать с потерей мощности до замены нерабочего двигателя в доке. ●



ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Водоизмещение	25 540 т (стандартное)
	33 540 т (полное по КВЛ)
Длина	173,3 м (160,0 м по КВЛ)
Ширина	34,0 м (33,0 м по КВЛ)
Высота	15,2 м (борта на миделе)
	54,0 м (наибольшая)
Осадка	8,55 м (минимальная рабочая)
	10,5 м (полная по КВЛ)
Двигатели	2 ядерных реактора РИТМ-200 по 175 МВт
Мощность	60 МВт (81 500 л. с.) на валах
Движитель	3 гребных винта фиксированного шага с 4 съемными лопастями
	22,0 узла (полная) по чистой воде
Скорость хода	12,0 узлов по льду 1,5 м
	2,0 узла по льду 2,8 м (3,0 м – наибольшая толщина льда)
	7 лет (перезагрузка топлива) 6 месяцев (по запасам провизии)
Автономность плавания	7 лет (перезагрузка топлива) 6 месяцев (по запасам провизии)
Экипаж	75 человек

БУНКЕРОВОЧНОЕ СУДНО

- Оборудование для АЗС, АГНКС, нефтебаз, бункеровки
- Суда-бункеровщики

Бункеровщик предназначен для снабжения судов на стоянке или на ходу топливом и моторными маслами. Имеет оборудование для перекачки жидкого топлива или перегрузки угля на бункеруемое судно.

Грузовместимость танкеро-газовозов – от 145 тыс. м³.

Грузовместимость крупнейшего танкера-бункеровщика СПГ Gas Agility – Gas Agility – 18,6 тыс. м³.

* На бункеровщике обычно есть несколько видов горючего: дизель, КСТ, мазут с разным содержанием серы (от 1,5 до 4%). Топливо хранится в специальных емкостях – танках, под каждый вид выделен один или несколько танков, чтобы одно топливо не смешивалось с другим. Мазут попадает в резервуары терминала нагретым до 55–65 °С. За счет теплоизоляции такая температура сохраняется в них в течение нескольких дней, при необходимости топливо можно нагреть, пропустив через теплообменник. На причал топливо подается по трубопроводу или подвозится в автоцистернах. Во время погрузки бункеровщик окружают бонами. На случай аварийного разлива на причале хранится запас сорбента, упрощающего сбор нефтепродуктов с поверхности воды.

Горючее с нужными характеристиками может быть приготовлено на бункеровочном терминале или прямо на бункеровщике путем смешения легких и тяжелых компонентов. Так, из стандартного мазута с вязкостью 380 сантистокс можно приготовить мазут с более низкой вязкостью, разбавляя его светлыми нефтепродуктами.



ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Длина наибольшая, м	73,2
Длина между перпендикулярами, м	69,2
Ширина габаритная, м	12,9
Ширина по КВЛ, м	12,6
Высота борта, м	4,8
Осадка по КВЛ, м	3,0
Скорость, узлы	9,35
Автономность, сутки	12
Количество мест, ед.	10
ГЛАВНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА	
Тип	дизельная двухвальная
Мощность главного двигателя, кВт	ок. 2 × 440
Дизель-генератор, кВт	2 × 160
Аварийно-стояночный дизель-генератор, кВт	1 × 50
ОСНОВНОЕ СУДОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	
Тип	дизельная двухвальная
Плот спасательный сбрасываемый, чел	2 × 10
Грузовой кран, т × м	2 × 15
Комплект ЛАРН, шт	1
Рабочая шлюпка, чел	1 × 6
Катер бонопостановщик, шт	1

Танкер-бункеровщик дедвейтом 1200 т (проект 00213)**

Класс судна – О 2,0 (лед 40) А Российского речного регистра судоходства. Однопалубное двухвинтовое судно с баком и ютом, с двойным дном и двойными бортами в районе грузовой зоны, с четырьмя грузовыми танками дизельного топлива с двумя

грузовыми танками масла моторного, с двумя грузовыми трюмами для бочек с маслом моторным, с двумя танками нефтесодержащих вод, танком сепарированного топлива, с кормовым расположением машинного отделения и жилой надстройки, с наклонным форштевнем и транцевой кормой. Между надстройкой и баком находится переходный мостик. ●

* www.gazprom-neft.ru
** www.vympel.ru

ГАЗОВОЗ

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Танкеры-газовозы

Специально построенное судно для перевозки сжиженного природного газа (а также сжиженного нефтяного газа – пропана и бутана) в танках (резервуарах)

Система хранения СПГ состоит из танка или резервуара для хранения, слоя изоляции, вторичной оболочки, предназначенной для недопущения утечек, и еще одного слоя изоляции. В случае повреждения первичного резервуара вторичная оболочка не допустит утечки.

Все поверхности, контактирующие с СПГ, изготавливаются из материалов, стойких к чрезвычайно низким температурам.

В танкерах, построенных по технологии Газ Транспорт (GT), танки выполняются из инвар стали (FeNi36) толщиной 0,5 мм с изоляцией перлитом, а по технологии Техник Газ (TG) – из рифленой нержавеющей стали 1,2 мм с изоляцией ПВХ блоками.

Наибольшее распространение получили танкеры с резервуарами типа MOSS, составляющими ныне 41% мирового флота метановозов.

На танкерах-газовозах устанавливают двухтопливные паровые турбины, способные работать как на судовом мазуте, так и на отпарном газе. Предельно допустимое значение показателя испарения в кипящем слое составляет порядка 0,15% в сутки от объема груза.

СПГ-танкеры

Разновидность газозовов рефрижераторного типа. Предназначены для перевозки сжиженного природного газа при атмосферном давлении и температуре -162 °С. Большинство СПГ-танкеров (метановозов) имеет вместимость от 125 000 до 135 000 м³.



Однако существуют и суда этого типа вместимостью 18 000–19 000 м³. Современные танкеры серий Q-Flex и Q-Max способны перевозить до 210–266 тыс. м³ СПГ.

Для транспортировки СПГ в арктических условиях используются СПГ-танкеры ледового класса (Yamalmax).

На базе СПГ-танкеров создаются также плавучие регазификационные установки – Floating storage and regasification unit.



LH₂-танкеры (LH₂ – "liquefied" сжиженный, H₂ – водород)

Предназначены для перевозки сжиженного водорода при атмосферном давлении и температуре -253 °С. По состоянию на май 2021 года в мире имеется только один LH₂-танкер – Suiso Frontier. В январе Moss Maritime в сотрудничестве с Equinor, Wilhelmsen и DNV-GL представила проект бункерного судна для сжиженного водорода.



Этановозы VLEC класса (Very Large Ethane Carrier)

Предназначены для перевозки этана при атмосферном давлении и температуре -89 °С. Первое судно этого класса – ETHANE CRYSTAL, спущено на воду в октябре 2016 года. Вместимость его грузовых танков – 87 200 м³.

СУДНО-ТРУБОУКЛАДЧИК

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Суда-трубоукладчики

Крупнотоннажное морское судно, оснащенное подъемным краном большой грузоподъемности, которое используется при строительстве подводной инфраструктуры.

Служит для прокладки морских трубопроводов и подключения нефтедобывающих платформ к нефтеперерабатывающему заводу, расположенному на берегу. Для достижения этой цели типичное судно-трубоукладчик оборудовано насосами и клапанами, а также другим специальным оборудованием, которое необходимо для прокладки трубы под водой.

Термин «судно-трубоукладчик» или «трубоукладчик» применяют ко всем судам, способным осуществлять укладку труб на дно океана. Он также может применяться и в отношении кораблей двойного назначения, способных укладывать трубопроводы на дне океана в дополнение к основной работе.



В процессе работы использует якорь или систему динамического позиционирования, предназначенную для удержания судна в заданной позиции и (или) на заданном курсе с целью следования вдоль заданного маршрута автоматически с высокой точностью посредством использования судовых движителей и подруливающих устройств для поддержания правильного положения и скорости при прокладке трубы.

Прокладка трубопровода может быть успешно реализована судном при работах на глубине более 2500 м. В мире имеются только две компании, обладающие компетенциями и подготовленными быстрыми трубоукладчиками – швейцарская Allseas и итальянская Saipem.

Суда-трубоукладчики используют различные способы укладки трубопровода. К таким основным способам относятся способы укладки трубопроводов методом S-Lay, J-Lay и Reel-Lay* (рис. 1–3).

РИС. 1. Схема укладки трубопровода на дно методом S-Lay

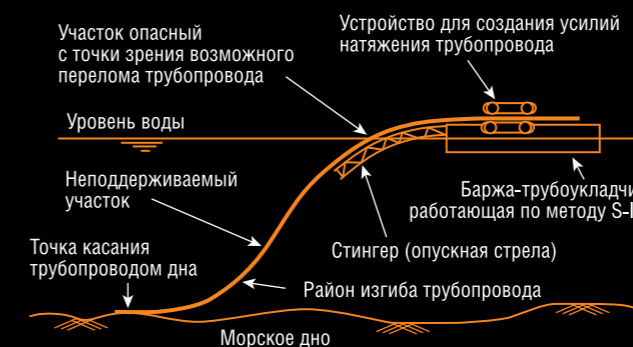


РИС. 2. Судно для укладки трубопровода методом J-Lay

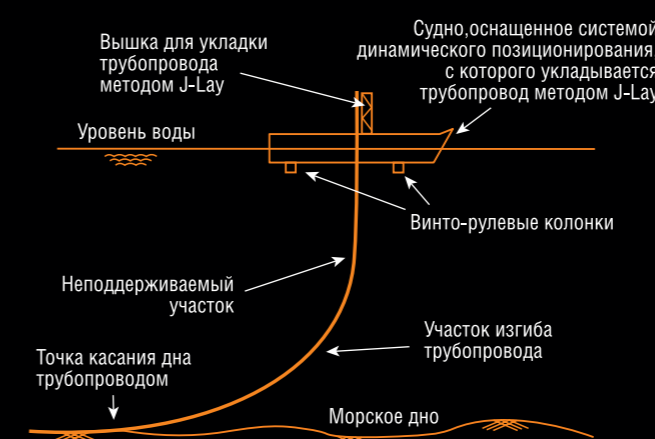
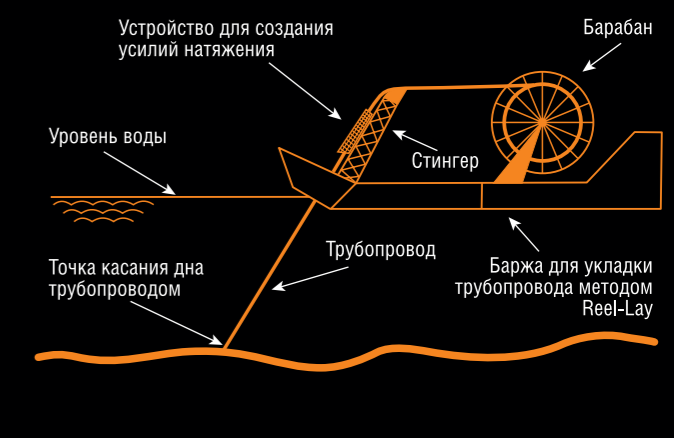


РИС. 3. Судно для укладки трубопровода методом Reel-Lay



* sudostroenie.info



А. Силуанов

Курс рубля для экспортеров очень и очень даже способствующий экспорту



А. Миллер

Молекулы в магистральном газопроводе не имеют национальной окраски



Л. Михельсон

Без России мир не сможет обеспечить энергопереход



А. Байрактар

АЭС Аккую – это только начало



А. Новак

Угля достаточно на 500 лет



С. Цивилев

Резервы созданной в СССР энергетики исчерпаны



Н. Малинов

При отсутствии оплаты Булгартрансгаз может остановить транспортировку газа по Балканскому потоку



Д. Патрушев

Будем заниматься теми задачами, которые не смогли решить в рамках того пятилетнего цикла



Д. Мантуров

Что касается мусоросортировочных заводов, это в основном российские технологии



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 НТСЈ (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" x 2"-10" x 14"
 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



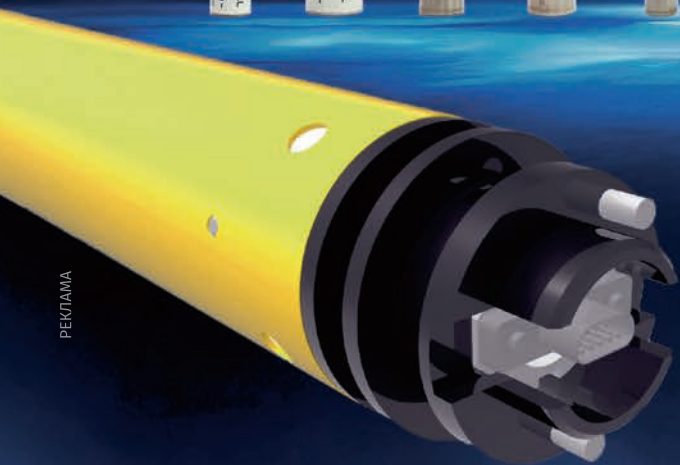
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- 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

www.vitzrocell.com

VITZRO
CELL