



МОДЕЛИРОВАНИЕ
ПРОЦЕССОВ
ПЕРЕРАБОТКИ

СТРАТЕГИИ
РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

VR-ТЕХНОЛОГИИ
В НЕФТЕГАЗОВОМ
КОМПЛЕКСЕ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

6 [150] 2024

ЦИФРОВОЙ ФОРМАТ НЕФТЕГАЗА



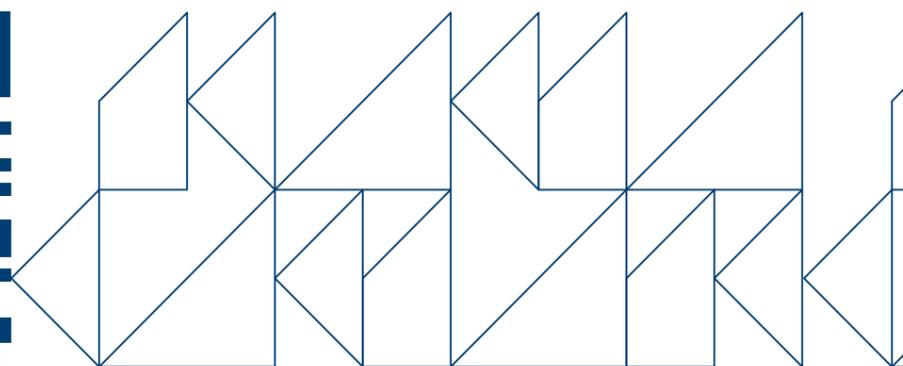
Входит в перечень ВАК (К1)

«ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА» КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К НЕФТЕСЕРВИСУ

«ФракДжет-Волга» – это одна идея, 14 лет инноваций и десятки технологий для лидеров нефтегаза. В преддверии 15-летнего юбилея читайте новую главу нашего спецпроекта о роли команды в успехе компании, человекоцентричности и качественно новом подходе к кадровой политике, экосистеме обучения, развитию сотрудников и работе с молодежью.



РЕКЛАМА



НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК



БПЛА: УГРОЗА И ЗАЩИТА ↗



СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ
СООРУЖЕНИЙ ↗



ЗАЩИТА ДАННЫХ ↗

КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ ↗



НОВОСТИ ↗



КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ ↗



ИСКУССТВЕННЫЙ
ИНТЕЛЛЕКТ ↗



ПОЛИТИКА
БЕЗОПАСНОСТИ ↗



СИЗ ↗



ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ↗



РОБОТЫ И
БЕЗОПАСНОСТЬ ↗



ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ↗



ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ↗



Цифровой формат нефтегаза



8

Научно-инженерное моделирование процессов переработки нефти и газа



16

Расчет неустановившихся течений в газопроводах при нештатных ситуациях



28

Формирование стратегий разработки группы газовых месторождений: моделирование и оптимизация



36

Эпохи НГК 4

РОССИЯ Главное

Цифровой формат нефтегаза 8

Правительство проверит парк вагонов-цистерн 10

События 10

Первой строчкой 12

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Научно-инженерное моделирование процессов переработки нефти и газа 16

Расчет неустановившихся течений в газопроводах при нештатных ситуациях 28

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Формирование стратегий разработки группы газовых месторождений: моделирование и оптимизация 36

Алгоритмы оперативного управления заводнением с применением физико-информированных нейронных сетей 42

Влияние VR-технологий на эффективность производства в нефтегазовом комплексе 52

Календарь событий 55

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Функциональное значение тепловизионных камер 56

БУРЕНИЕ

Обзор роторно-управляемых и наддолотных систем 58

Мобильные установки производства жидкого азота при бурении скважин и эксплуатации месторождений



62

Применение буровых растворов при разработке Майкопских отложений Индоло-Кубанского прогиба



66

Институциональные факторы и условия функционирования НГК



76

Специальный налоговый режим при разработке месторождений углеводородов



86

ДОБЫЧА

Мобильные установки производства жидкого азота при бурении скважин и эксплуатации месторождений 62

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Применение буровых растворов при разработке Майкопских отложений Индоло-Кубанского прогиба 66

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Энергетическая независимость нефтегазового комплекса. Новый энергетический стандарт 74

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Институциональные факторы и условия функционирования НГК 76

Хронограф 85

ЭКОНОМИКА

Специальный налоговый режим при разработке месторождений углеводородов 86

Россия в заголовках 93

Исследование финансовых аспектов и особенностей развития ВИНК 94

MODUS VIVENDI

Westin Maldives Miriandhoo Resort: великолепие Мальдив 100

Бутик-отель «Родники» 102

Новости науки 104

Нефтегаз *Life* 106

Классификатор 108

Цитаты 112

163 года назад

В 1861 году на Нью-Йоркской товарной бирже начались первые торги нефтью, в то время ее цена составляла \$15.

159 лет назад

В 1865 году в США был сооружен первый в мире нефтепровод, его протяженность составила 6 км. В России первый нефтепровод проложили в 1878 году.

146 лет назад

В 1878 году по заказу «Товарищества братьев Нобель» на Линдхольменской верфи в Гётеборге построен первый в мире самоходный металлический нефтеналивной паровой танкер грузоподъемностью 15 тысяч пудов, который использовался для доставки керосина из Баку в Царицын и Астрахань.

145 лет назад

В 1879 году на Литейном мосту в Санкт-Петербурге зажгли 12 электрических фонарей инженера П. Яблочкова.

143 года назад

В 1881 году в Москве по проекту В.Н. Чиколева была построена городская электростанция.

141 год назад

В 1883 году введено электрическое освещение на Обуховском артиллерийском заводе.

137 лет назад

В 1887 году Царское Село стало первым полностью освещенным электричеством населенным пунктом России.

107 лет назад

В 1917 году в США был получен первый СПГ.

75 лет назад

В 1949 году в США был осуществлен первый коммерчески успешный гидроразрыв пласта.

70 лет назад

В 1954 году в промышленную эксплуатацию введена Обнинская АЭС – первая в мире подключенная к электросети атомная электростанция.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

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

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
к.т.н., 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

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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

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

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



9 772410 383004

БАДАЕВСКИЙ

CG CAPITAL GROUP

БЕЗ ТЕНИ СОМНЕНИЯ



+7 495 156 49 63
BADAEVSKIY.COM

К 2035 году доля ТРИЗ
увеличится
до **80** млн т

В 2024 году объем глобального
рынка искусственного интеллекта
составит
3,5 млрд долл.

36,9 %
составляет доля США на рынке
блокчейн-стартапов

На **8-12** %
повышается эффективность НПЗ
после комплексной цифровизации

ЦИФРОВОЙ ФОРМАТ НЕФТЕГАЗА

Анна Павлихина

В начале июня в Санкт-Петербурге прошел международный энергетический форум, одной из основных тем которого стало развитие цифровых технологий.

Конкурентоспособность нефтегазового комплекса, являющегося основой экономики страны, в значительной степени зависит от внедрения цифровых инноваций на всех этапах технологической цепочки: от геологоразведки до переработки, включая предприятия сопредельных отраслей. Поэтому не будет преувеличением утверждать, что степень цифровизации нефтяных компаний определяет эффективность всего промышленного комплекса. Все используемые в нефтегазе достижения Индустрии 4.0 направлены главным образом на достижение трех основных целей: минимизация внеплановых ремонтов, обеспечение безопасности и – главное – повышение эффективности производства, т.е. увеличение объемов добычи нефти и газа. Достигаются эти цели посредством нескольких задач, на решение которых направлены все цифровые инструменты. Прежде всего, это детальный мониторинг состояния оборудования, минимизация человеческого фактора, автоматизация обработки больших массивов информации, а также дистанционный доступ к показателям КИП и работа с промышленными объектами в виртуальной реальности.

Необходимость всесторонней интеграции нефтегазового комплекса в Индустрию 4.0 обусловлена главным образом переходом большей части запасов в категорию трудноизвлекаемых. По данным Минэнерго, к 2035 году доля ТРИЗ в общей структуре запасов страны увеличится до 80 млн тонн. Их извлечение сопряжено не только с большими инвестициями, но требует применения специальных технологий, способных в короткие сроки производить сложные расчеты, обеспечивать доступ к информации на расстоянии в сотни километров, контролировать промысловые работы на больших глубинах. Все это невозможно без цифровых продуктов.



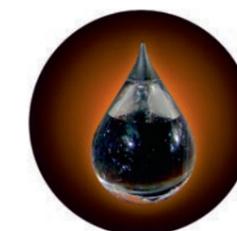
Наша страна и прежде не могла похвастаться особыми успехами внедрения IT решений, не говоря уже о собственных разработках. С 2016 по 2020 годы уровень цифровизации крупнейших российских ВИНКов был ниже минимальных значений. Согласно оценкам ученых Института экономики УрО РАН, средний уровень их цифровизации не дотягивает до минимального значения, характеризующего положительность динамики и установленного на уровне 5 %. В качестве показателя инновационной деятельности выступает патентная активность. Здесь лидерами являются Китай – PetroChina и Саудовская Аравия – Saudi Arabian, а также компании Exxon Mobil Corp, Shell PLC, Total Energies SE, Chevron Corp. Сегодня, когда с российского рынка ушли иностранные вендоры и отрасль со всех сторон блокирована санкциями, передовые технологии в сфере цифровизации, которые появятся в ближайшее время, будут недоступны. Вряд ли в обозримом будущем можно говорить о революционных прорывах, скорее всего получат качественное развитие уже существующие решения, но российской нефтегазовой отрасли придется обходиться тем, что используется сегодня, и лишь расширять перечень предприятий, на которых эти решения будут вводиться. О каких технологиях идет речь?

С 2010 года компании топливно-энергетического комплекса активно начали развивать беспроводные сети и внедрять облачные вычисления, что стало базой для создания инструментов на основе Интернета вещей. С 2019 по 2024 годы глобальный рынок IoT увеличился на 22 %. Промышленные объекты все чаще помещают в условия экстремальных температур, глубоко под землю и на дно шельфа. Функционирование такого оборудования зачастую невозможно без роботов, оснащенных искусственным интеллектом. В 2024 году объем мирового рынка продуктов на базе искусственного интеллекта, предположительно, составит 3,5 млрд долл., а через 10 лет вырастет до 13 млрд долл., рынок робототехники к 2030 году вырастет до 24,7 млрд долл. На каждом этапе производственной цепочки прогнозировать риски и справляться с нештатными ситуациями помогает визуализация. При помощи 3D создаются модели сложных коллекторов, прогнозируется производительность пласта, в условиях ограниченного доступа к импортным комплектующим аддитивные технологии широко применимы в реверс-инжиниринге. Однако на рынке 3D-технологий нефтегазовая отрасль занимает лишь 2,5 %.

В области стратегии не обойтись без анализа больших данных, а в области тактики – без MES. Согласно прогнозам, глобальный рынок систем управления производством к 2029 году расширится до 23 млрд долл. Для обучения персонала широко применяют иммерсивные технологии – AR, VR, MR, XR, которые используются также в качестве наиболее зрелищного приема демонстрации на выставках. При транспортировке и хранении углеводородов и нефтепродуктов многие компании внедряют технологии блокчейн. Первое место по количеству блокчейн-стартапов (36,9 %) принадлежит США, второе – Великобритании (14,8 %), третье – Эстонии, Швейцарии и Канаде (4,5 %), к которым приближается Китай (4 %). Россия не вошла даже в двадцатку лидеров применения блокчейн-технологии, ее доля менее 0,5 %.

Согласно данным McKinsey, комплексная цифровизация НПЗ позволяет снизить эксплуатационные расходы на 12–20 %, незапланированные простои оборудования – на 15–25 %, повышает эффективность на 8–12 %. Цифровые продукты уже перестали быть просто инструментом повышения эффективности, они – непереносимое условие выживания предприятия, его эволюционное качество. Сегодня российские компании вынуждены искать пути импортозамещения и переходить на отечественные продукты. Самыми узкими местами специалисты называют геодезирование, ГИС, мониторинг и сопровождение эксплуатационного бурения, проектирование инфраструктуры и обустройства месторождений. Программные решения в области автоматизации, управления технологическими процессами как в процессах добычи, так и в процессах переработки практически отсутствуют.

Добыча на некоторых месторождениях все еще возможна методами, применяемыми полвека назад. Но если компании нацелены на сохранение конкурентоспособности, обеспокоены сохранением здоровья кадров, безопасностью своих производств и поддержанием чистоты окружающей среды и в целом сохранением производства, придется адаптироваться к условиям шестого технологического уклада, построенного в цифровом формате. ●



ПРАВИТЕЛЬСТВО ПРОВЕРИТ ПАРК ВАГОНОВ- ЦИСТЕРН

Анастасия Хасанова

Правительство поручило Минэнерго, Минпромторгу, Минтрансу совместно с РЖД и нефтяными компаниями представить отчет о достаточности вагонов-цистерн с учетом оборачиваемости вагонов и предложить меры, способствующие решению вопросов отгрузки топлива, учитывая баланс использования цистерн в 2018–2027 гг.

А. Новак также рекомендовал Минэнерго и ФАС проанализировать логистические риски поставки нефтепродуктов, которые связаны с новыми правилами недискриминационного доступа перевозчиков к инфраструктуре железнодорожного транспорта общего пользования. Постановление о внесении поправок в правила доступа перевозчиков к железнодорожной инфраструктуре подписанное премьер-министром вступит в силу 1 сентября 2024 г.

В конце мая нефтяные компании сообщали, что нехватка цистерн сказывается на поставках СУГ нефтехимическим предприятиям. По данным участников рынка, с начала года не удалось отгрузить десятки тысяч тонн СУГ, а закупка цистерн затруднена из-за загрузки мощностей вагоностроителей и роста цен. Так, дефицит вагонов-цистерн привел к невыполнению плана отгрузки СУГ более чем на 50 тыс. т в январе-апреле 2024 г. Это вызвало снижение переработки нефти на НПЗ и повлекло нарушение обязательств по поставке моторных топлив потребителям в России. Топ-менеджеры нефтегазовых компаний предлагали снять для цистерн запрет продления срока службы на 3–5 лет и скорректировать планы заводов по их выпуску.

Согласно данным Минпромторга, мощности российских заводов в состоянии удовлетворить потребность в вагонах-цистернах для перевозки нефтепродуктов и СУГ при обеспечении среднесрочной контрактации, но продление срока службы такого подвижного состава полностью не решит вопрос. Основная проблема эксплуатации цистерн для перевозки топлива – оборот вагонов и их длительный простой под выгрузкой и загрузкой. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В начале июня биржевые цены эталонной марки нефти Brent впервые за последние четыре месяца опустились ниже 78 долл за барр. Где предел падения цены на нефть и почему этот самый востребованный в мире энергоноситель так стремительно дешевеет?

Почему падает цена на нефть?

38%

Мировые цены на нефть падают из-за решения ОПЕК+ о постепенном восстановлении добычи

12%

На цену повлияли данные по запасам нефти и нефтепродуктов от Минэнерго США

26%

Достижение договоренностей между ХАМАС и Израилем, т.к. прекращение конфликта вернет танкеры в Суэцкий канал, а следовательно, снизит себестоимость доставки УВ

4%

Нарращивание добычи рядом стран не входящих в ОПЕК

20%

Высокий спрос на нефть странами АТР и снижение дисциплины соблюдения квот со стороны некоторых участников ОПЕК+

Россия больше не входит в состав «арктической пятерки», четыре страны – Дания, Канада, Норвегия и США разорвали с ней отношения по декларации А5, в рамках которой обсуждались проблемы континентального шельфа

Как повлияет на развитие Арктики выход России из А5?

34%

Прекращение диалога усилит территориальные споры

46%

Без координации действий может ухудшиться экологическая обстановка в регионе

8%

На ситуации в Арктике приостановка контактов никак не скажется

2%

Ответственность за деятельность в Арктическом регионе снизится

10%

Отсутствие необходимости информировать партнеров по соглашению о своих действиях упростит работу в регионе



ВАРТЕЕС LTD

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



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- ▶ **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- ▶ **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- ▶ **Температура** -130~+340 °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 ПК ОП Шымкентский НПЗ

РЕКЛАМА



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

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

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

www.calt11.com

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

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

ОПЕК+ снижает добровольные ограничения

2 июня состоялись три мероприятия ОПЕК и ОПЕК+: заседание Объединенного министерского мониторингового комитета ОПЕК+, конференция ОПЕК и министерская встреча ОПЕК+. Было принято решение продлить действующие в 2024 г. целевые уровни по добыче нефти на весь 2025 г., практически на том же уровне, что и в 2024 г. Максимальный разрешенный уровень добычи установлен на уровне 39,725 млн барр в сутки, что на 300 тыс. выше по сравнению с уровнем, действующим в 2024 г. за счет увеличения квоты для ОАЭ, которые в 2025 г. смогут нарастить добычу на 300 тыс. барр в сутки, увеличение будет осуществляться поэтапно с января и до конца сентября 2025 г. Согласно установленной квоте 9 стран ОПЕК (без Ирана, Венесуэлы и Ливии) будут добывать 24,135 млн барр в сутки. В частности, Россия – 9,949 млн барр в сутки. Представители 8 стран ОПЕК+, добровольно сокращающие

добычу сверх квот, провели личную встречу, на которой приняли решение о частичном поэтапном восстановлении добычи начиная с октября 2024 г. Кроме того Россия намерена компенсировать объемы избыточной добычи нефти, превысившие план по добыче в рамках договоренностей ОПЕК+, допущенные в апреле 2024 г., когда она превысила свои добровольные обязательства по добыче на 193 тыс. барр в сутки.

Газпромнефть-Аэро – авиатопливный оператор Газпром нефти – внедрил в работу первый в стране топливозаправщик-электромобиль. Использование аэродромного тягача с электродвигателем позволяет на полном заряде производить до 6 заправок самолетов «в крыло». Блок литий-ионных аккумуляторных батарей исключает эмиссию CO₂ и более чем на 60% снижает операционные затраты на эксплуатацию техники

Muanda International Oil Company разведала залежи нефти на континентальном шельфе Демократической Республики Конго. За последние 30 лет это первые положительные результаты поиска нефти на шельфе страны

Страны ЕС одобрили закон о введении ограничений на выбросы метана при импорте нефти и газа в Европу с 2030 г. К этой дате Европейская комиссия определит допустимые пределы содержания метана. Импортерам, которые нарушат это ограничение, могут грозить финансовые санкции. Новые правила ударят по крупным поставщикам газа, таким как США, Алжир и Россия

Управление по ядерному регулированию в Великобритании впервые за 12 лет выдало лицензию для строительства атомной электростанции. Проект предусматривает запуск двух водо-водяных реакторов мощностью 1,6 ГВт каждый. Среди акционеров – британское правительство (50%) и французская компания EDF Energy (50%)

Первая в мире водородная станция

Китайская компания CHN Energy Baoshen Railway Group запустила г. Ордосе первую в мире водородную станцию по заправке локомотивов, работающих на гибридных водородно-электрических источниках питания. Станция обеспечивает гидрирование для мощных маневровых локомотивов, работающих на водороде, а также нулевых аккумуляторов типа водородный топливный элемент совместно с литиевой батареей.

Она оснащена первой беспилотной установкой, функционирующей при температуре до -25 °С.

Автоматы могут заправить локомотив за 30 минут, этого запаса топлива хватит на 800 км. Согласно планам станция снизит потребление дизельного топлива большегрузными локомотивами на 225 т. И позволит сократить выбросы углекислого газа на 800 т в год.

В Китае строят крупнейшую в стране плавучую СЭС

Китайская национальная ядерная корпорация (CNNC) приступила к строительству крупнейшей в стране морской солнечной электростанции. СЭС строится на побережье Желтого моря, в провинции Цзянсу, недалеко от Тяньваньской АЭС. Ожидается, что проект позволит экономить 680 тыс. т в год угольного эквивалента и сократить выбросы углекислого газа на 1,77 млн т. Проект разделен на две части – морскую и береговую. Морская часть состоит из более чем 3,3 млн фотоэлектрических модулей, образующих 480 массивов. Береговая часть представляет собой систему накопления (хранения) энергии мощностью 400 МВт*ч. Подключение к сети запланировано на сентябрь 2024 г., а выход на полную мощность – на 2025 г. В течение 25-летнего периода эксплуатации среднегодовая выработка электроэнергии достигнет 2,234 млрд кВт·ч. После завершения строительства СЭС, она будет объединена

В Южнокорейских водах Японского моря обнаружили крупные запасы нефти и природного газа. Месторождение в заливе Ёниль может насчитывать 14 млрд барр. нефти и природного газа. Этого объема нефти Республике Корея хватит на 4 года, а природного газа – на 29 лет

Кувейт запустил крупнейший в регионе НПЗ Al-Zour мощностью 1,415 млн барр. в сутки и нарастил объем переработки нефти до 1,8 млн барр. в сутки. НПЗ предназначен для переработки тяжелой нефти, в его составе 3 установки первичной перегонки, 3 установки гидроочистки дизельного топлива, 2 установки гидроочистки нефти, 2 установки гидроочистки керосина

Египетская Rosetta Energy Solutions подписала соглашения с Tanzania Petroleum Development Corporation и Africa50 по развитию первого в Танзании малотоннажного проекта СПГ. Совместное предприятие будет инвестировать, разрабатывать и эксплуатировать первый в Танзании виртуальный газопровод, завод по сжижению природного газа, локальные регазификационные станции, парк грузовиков с криогенными цистернами

Газпромнефть-Восток открыла новое месторождение в Томской области с геологическими запасами около 30 млн т углеводородов. Это крупнейшее открытие в регионе за последние пять лет. Новое месторождение получило название Нежданый мыс

с Тяньваньской АЭС. Ожидается, что СЭС и АЭС сформируют крупномасштабную комплексную энергетическую базу с общей установленной мощностью 10 ГВт.

Добурили до ачимовских залежей

Запущена промышленная добыча природного газа и газового конденсата на участке 3А ачимовских залежей Уренгойского

НГКМ. Ввод в эксплуатацию более глубоких залежей природного газа крайне важен не только в плане поддержания и роста объемов газа собственной добычи. Газпром ведет полномасштабную разработку Уренгойского НГКМ, работая на традиционных сеноманских и валанжинских залежах, а также вовлекая в разработку более глубокие ачимовские отложения. Геологические запасы участка 3А составляют 200,7 млрд м³ природного газа и 67,9 млн т газового конденсата. Сложность разработки связана с аномально высоким пластовым давлением, малой толщиной залежей (всего 10 м) и низкой проницаемостью пород. Участок 3А будет разрабатываться с помощью скважин с рекордной для отрасли длиной горизонтальных участков (до 1800 м) и метода многостадийного ГРП. Схема разработки актива предполагает бурение 32 высокотехнологичных горизонтальных скважин. Добыча на участке 3А Уренгойского месторождения на полке составит до 5 млрд м³ газа в год и 1,5 млн т газового конденсата в год. ●

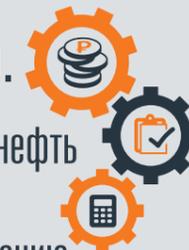
На **70%**
заполнены
ПХГ в ЕС



Трубопроводные поставки газа в Европу через вторую нитку МГП Турецкий поток выросли на **90,68%** по сравнению с маем 2023 г.

225
млрд руб.

вложила Роснефть в проекты по использованию ПНГ за 10 лет



На **20%**
снизился экспорт электроэнергии из России в 1 квартале 2024 г. из-за сокращения поставок в Китай и Грузию



До **1,8** млрд т
вырастет грузопоток по СПМ с 2024 по 2035 г.



13,6 млн долл.
выделит Всемирный банк для Камбаратинской ГЭС-1



На **4%**
выросла чистая прибыль Транснефти в 1 квартале 2024 г.



На **33%**
упала чистая прибыль ФосАгро в 1 квартале 2024 г.



На **13,1%**
снизила добычу газа Группа Газпром в 2023 г.

Добыча жидких углеводородов увеличена на **6,6%**



в **1,8** раза
Казахстан намерен повысить производство продукции нефтегазохимии



До 2029 г. планируется реализовать 5 крупных проектов на **14,3 млрд долл.**

На **15%**
по сравнению с 2023 г. увеличились инвестиции нефтегазовых компаний на норвежском шельфе



924
тыс. барр. в сутки
составил среднесуточный уровень добычи нефти в Венесуэле в мае



1,1 млрд долл.
инвестирует Equinor в новую инфраструктуру месторождения Troll



До **2%**
Италия снизила долю российского газа в импорте, суточный объем **20** млн м³ не превышает



На **7,4%**
ФАС РФ увеличивает тариф на транспортировку дизельного топлива по системе Юг



На **1,3%**,
до **10,4** млрд м³,
Норвегия нарастила добычу природного газа в апреле 2024 г.



На **1,8%**
снизилась добыча нефти в России в январе – апреле 2024 г., добыча газа выросла на **8%**



До **4** млн барр. в сутки
Иран планирует увеличить добычу нефти



На **3,2%**
сократилась нефтедобыча в ХМАО в 2023 году



2 новых производства
за **180** млрд руб.
построит СИБУР в Нижнекамске



в **1,5** раза
подорожал российский уголь для стран ЕС после введения эмбарго



НАУЧНО-ИНЖЕНЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ процессов переработки нефти и газа

Боев Артем Сергеевич

отделение нефтегазового дела,
доцент, к.х.н.

Ивашкина Елена Николаевна

отделение химической инженерии,
профессор, д.т.н.

Чузлов Вячеслав Алексеевич

доцент, к.т.н.

Долганов Игорь Михайлович

доцент отделения химической инженерии,
к.т.н.

Назарова Галина Юрьевна

отделение химической инженерии,
ассистент, к.т.н.

Инженерная школа природных ресурсов,
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет

В СТАТЬЕ ПРОДЕМОНСТРИРОВАНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗРАБОТКИ РОССИЙСКОГО ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ НАУЧНО-ИНЖЕНЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА. НА ПРИМЕРЕ ПРОЦЕССА ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ ГУДРОНА ПОКАЗАН ПОЛЬЗОВАТЕЛЬСКИЙ ПУТЬ ПОСТРОЕНИЯ СТРОГОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ МОДЕЛИ. ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ СЕПАРАЦИИ ГАЗА ДЕМОНСТРИРУЮТ ВЫСОКУЮ КАЧЕСТВЕННУЮ И КОЛИЧЕСТВЕННУЮ СХОДИМОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ПК PROGRESS И КОММЕРЧЕСКОМ ПРОГРАММНОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ. СДЕЛАНЫ ВЫВОДЫ О НЕОБХОДИМОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМНОЙ НЕПРЕРЫВНОЙ ПОДГОТОВКИ ХИМИКОВ-ТЕХНОЛОГОВ С ВНЕДРЕНИЕМ В ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ МОДУЛЕЙ ПО МАТЕМАТИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ И СИСТЕМНОМУ АНАЛИЗУ ПРОЦЕССОВ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ДЛЯ ВОСПРОИЗВОДСТВА КАДРОВ, СПОСОБНЫХ СОЗДАВАТЬ РОССИЙСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ИНЖЕНЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

THE ARTICLE DEMONSTRATES THE RESULTS OF THE DEVELOPMENT OF A RUSSIAN SOFTWARE PACKAGE FOR SCIENTIFIC AND ENGINEERING SIMULATION OF OIL AND GAS REFINING PROCESSES. USING THE EXAMPLE OF THE PROCESS OF DELAYED COKING OF FLUX, A USER PATH FOR CONSTRUCTING A RIGOROUS ENGINEERING MODEL IS SHOWN. THE PRESENTED RESULTS OF SIMULATING THE OPERATION OF A GAS SEPARATION PLANT DEMONSTRATE HIGH QUALITATIVE AND QUANTITATIVE CONVERGENCE OF THE CALCULATION RESULTS PERFORMED IN THE PROGRESS PC AND COMMERCIAL SOFTWARE. CONCLUSIONS ABOUT THE NEED TO ORGANIZE SYSTEMATIC CONTINUOUS TRAINING OF CHEMICAL TECHNOLOGISTS WITH THE INTRODUCTION INTO EDUCATIONAL PROGRAMS OF MODULES ON MATHEMATICAL SIMULATION AND ON SYSTEM ANALYSIS OF CHEMICAL TECHNOLOGICAL PROCESSES FOR THE REPRODUCTION OF PERSONNEL CAPABLE OF CREATING RUSSIAN TOOLS FOR ENGINEERING SIMULATION HAVE BEEN DRAWN

Ключевые слова: программный комплекс, инженерное моделирование, технологическая схема, замедленное коксование, математическая модель.

В настоящее время происходит цифровая трансформация нефтегазоперерабатывающей отрасли, сопровождаемая оптимизацией систем управления технологическими процессами [1].

Цифровые двойники – сложнейшие математические модели технологических процессов, установок и комплексов НПЗ. Помимо информации о каждом элементе технологического объекта, включающей данные о характеристиках деталей и узлов, инженерных систем, средств автоматизации, их сроках службы, периодах обслуживания и т.д., они содержат еще и описание всех физико-химических процессов в реакторном, массообменном и прочем оборудовании, процессов потребления и выработки энергии, всех возможных параметров сырья и продуктов производства.

Такие двойники позволяют точно рассчитать и при необходимости корректировать производственный план для конкретной установки, а в случае полной цифровизации производственной цепочки – для всего нефтеперерабатывающего предприятия.

Цифровые двойники технологических процессов являются фундаментом предиктивного подхода. С их помощью можно моделировать любые отклонения, а прогноз вероятных последствий позволяет кросс-функциональной команде оперативно принимать необходимые решения.

В связи с высокой импортозависимостью нефтегазового сектора от программных продуктов и средств имитационного моделирования [2–4], а также невысокой зрелостью открытых решений [5] в настоящее время возникла острая необходимость создания российской системы, включающей в себя модели ключевых процессов и аппаратов процессов подготовки и переработки углеводородного сырья [6–9].

Разработка платформы для моделирования и ее наполнение математическими моделями

ФАКТЫ PROGRESS

– веб-приложение для моделирования химико-технологических процессов от единичных реакций до полного цикла процессов на нефтеперерабатывающих заводах

важнейших процессов нефтепереработки стали целями проекта по созданию такого продукта, а именно программного комплекса (ПК) PROGRESS для научно-инженерного моделирования процессов переработки нефти и газа, который реализуют специалисты Национального исследовательского Томского политехнического университета, имеющие значительный задел и компетенции по моделированию химико-технологических процессов.

Объекты и методы

В качестве объектов для моделирования и реализации в виде отдельных модулей были выбраны как вспомогательные процессы, встречающиеся на НПЗ любой конфигурации (нагрев, охлаждение, компримирование потоков и проч.), так и массообменные процессы, а также процессы химического реагирования.

При создании ПК PROGRESS используется комплексный подход, включающий решение следующих задач:

- Разработка функционально-технических требований к математическим моделям процессов вторичной нефтепереработки и программному комплексу.

- Сбор и анализ экспериментальных данных с промышленных объектов вторичной нефтепереработки НПЗ России. Мониторинг работы технологического оборудования на объектах переработки углеводородного сырья для получения исходных данных для моделирования.
- Проведение экспериментальных исследований в лабораторных условиях для уточнения недостающих данных для моделирования процессов переработки нефти и настройки параметров разрабатываемых моделей, а также формирования базы данных физико-химических параметров тяжелых углеводородов и реакций с их участием.
- Разработка модулей нефтяного и основных термодинамических пакетов. Создание базы компонентов и их свойств.
- Разработка модулей расчета вспомогательного оборудования, такого как теплообменные аппараты, насосы, компрессоры.
- Разработка универсальных программных модулей моделей химических реакций и реакторов.
- Разработка математических моделей массообменных процессов: абсорбции и ректификации углеводородных смесей.
- Разработка математических алгоритмов, описывающих каталитические превращения в процессах вторичной переработки фракций нефти, учитывающих изменение состава сырья, тип катализатора через кинетические параметры реакций, технологический режим работы аппаратов.
- Разработка и программная реализация численных алгоритмов решения обратной кинетической задачи. Тестирование разработанного алгоритма поиска кинетических параметров реакций процессов вторичной нефтепереработки. Нахождение кинетических параметров моделей химико-технологических процессов переработки нефтяного сырья.
- Разработка методики оценки качества и точности разработанных математических моделей. Верификация разработанных моделей на основе экспериментальных данных, полученных в лабораторных и промышленных условиях.
- Формирование библиотеки математических моделей реакторных процессов нефтепереработки. Создание платформы для моделирования процессов вторичной нефтепереработки.
- Тестирование прототипа программного комплекса с качественной оценкой расчетных трендов по основным показателям процессов вторичной нефтепереработки при изменении фракционного состава сырья, а также в широком интервале изменения управляющих технологических параметров работы реакторного оборудования.

Результаты и обсуждение

Программный комплекс для научно-инженерного моделирования процессов переработки нефти и газа представляет собой веб-приложение, предназначенное для моделирования химико-

ФАКТЫ

Архитектура

ПО

включает back-end часть, на которой запускаются расчетные модули и содержится вычислительное ядро и front-end часть, верстка которой функционально соответствует целевым пользовательским сценариям и поддерживает построение структурной схемы с нуля

технологических процессов от единичных реакций до полного цикла процессов на нефтеперерабатывающих заводах. Научно-инженерное моделирование подразумевает, что ПО содержит инструменты поддержки как процессов построения строгих инженерных моделей установок переработки нефти и газа, так и проведения численных исследований (научно-исследовательского моделирования). При этом ПК предназначен для стационарного моделирования, проектирования химико-технологических процессов и оптимизации.

Разработанный программный комплекс имеет единую базу данных. IT-архитектура продукта позволяет легко наращивать перечень выполняемых функций и модернизировать уже имеющиеся. Каждая функциональная задача приложения выполняется отдельным модулем.

Принятые проектные решения в части программного обеспечения удовлетворяют следующим основополагающим принципам построения систем:

- открытость: программное обеспечение разработанного ПК использует общедоступные протоколы и интерфейсы, обеспечивающие интеграцию создаваемых решений как между собой, так и с внешними информационными системами;
- модульность: система построена с использованием модульной архитектуры, подразумевающей реализацию основных функций в качестве отдельных модулей, обеспечивающих возможность их независимой модификации; сбой в работе одного из модулей не приводит к полному прекращению функционирования системы в целом;
- масштабируемость: архитектура программного обеспечения позволяет осуществлять подключение новых узлов и программных модулей; объемы хранимой и обрабатываемой системой информации могут увеличиваться без длительной модификации программного кода программного обеспечения;
- единство графического представления: в пользовательских интерфейсах

РИСУНОК 1. Страница редактирования схемы установки

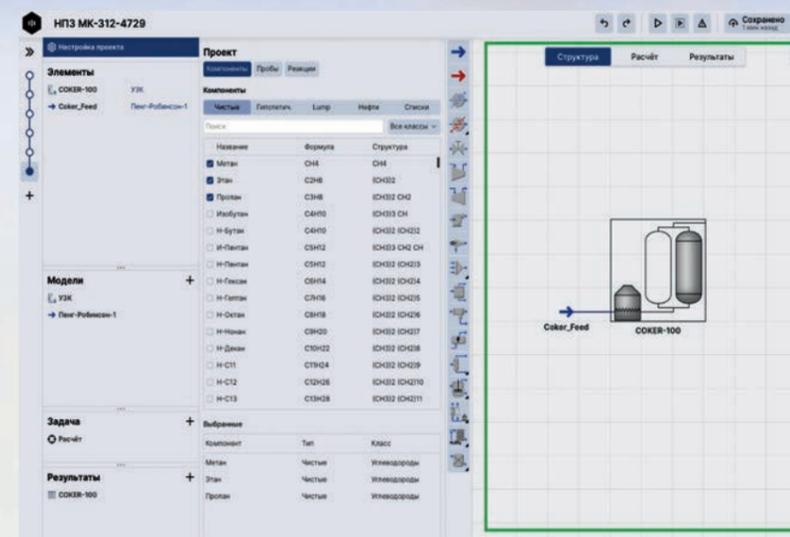


РИСУНОК 2. Список избранных химических компонентов

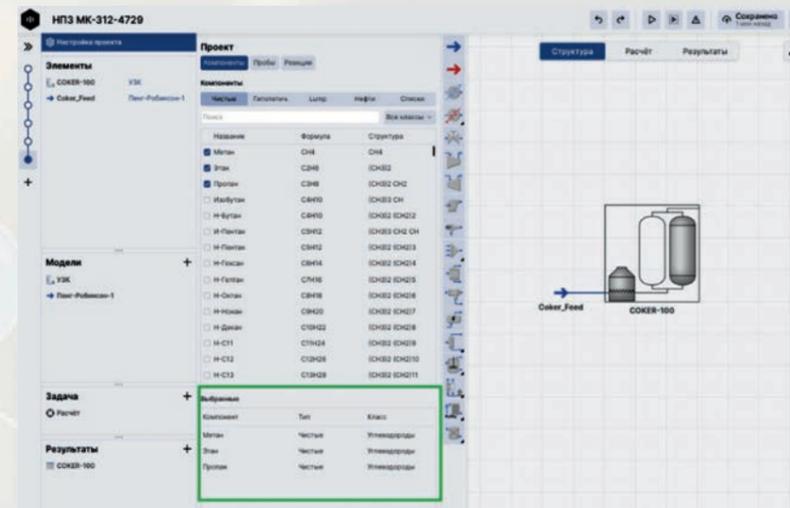


РИСУНОК 3. Расчетная схема установки



использованы общие принципы графического представления информации и организации доступа пользователей к функциональным возможностям и сервисам системы.

Архитектура программного обеспечения, разработанного ПК PROGRESS, включает: back-end часть, на которой запускаются расчетные модули и содержится вычислительное ядро; front-end часть, верстка которой функционально соответствует целевым пользовательским сценариям и поддерживает построение структурной схемы «с нуля».

Первым шагом на пути к созданию ПК PROGRESS стала подготовка программного интерфейса системы с активными элементами, позволяющими воспроизвести user journey процесса создания моделей двух установок, используя доступные в системе химические компоненты и модели потоков и аппаратов.

На примере процесса замедленного коксования гудрона ниже продемонстрирован пользовательский путь создания строгой инженерной модели установки. После этапа авторизации пользователя в web-приложении создается проект и далее формируется либо редактируется технологическая схема установки с использованием доступных элементов в палитре (рис. 1). На схему пользователем добавляется элемент «Материальный поток» ко входу блока замедленного коксования.

Далее создается список избранных химических компонентов в рамках проекта (рис. 2), при этом осуществляется выбор из библиотеки компонентов из более, чем 1500 наименований.

Также существует возможность выбора индивидуальных или lmptr-компонентов из библиотеки. В дальнейшем конфигурируется модель потока, задаются его базовые и дополнительные характеристики.

Создается модель блока замедленного коксования, где задаются технологические параметры проведения процесса, вводятся характеристики реакторного блока установки замедленного коксования.

РИСУНОК 4. Результат расчета материального баланса в середине работы реакторного блока УЗК



РИСУНОК 5. Схема с сепараторами, построенная в ПК PROGRESS

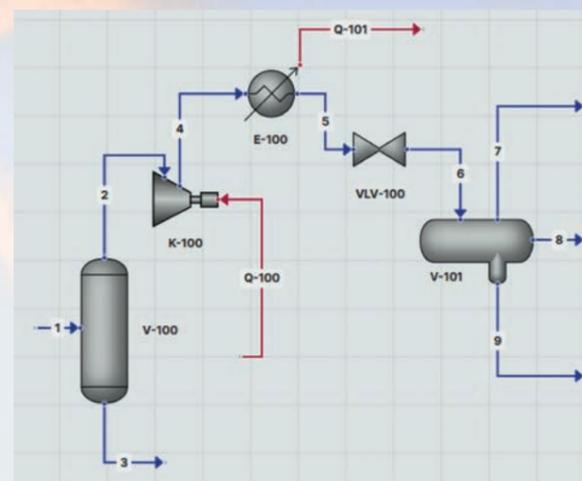


ТАБЛИЦА 1. Исходные данные для моделирования процесса сепарации газа

Объект на схеме	Параметр	Значение	
Поток 1	Давление, кПа	4000	
	Температура, °C	20	
	Массовый расход, кг/ч	10000	
	Состав, мольные доли:		
	Метан	0,9253	
	Этан	0,0436	
	Пропан	0,0153	
	изо-Бутан	0,0043	
	н-Бутан	0,0034	
	изо-Пентан	0,0017	
	н-Пентан	0,001	
	н-Гексан	0,0008	
	н-Гептан	0,0011	
н-Октан	0,0012		
Вода	0,002		
Метанол	0,0003		
Компрессор К-100	КПД, %	75	
	Метод расчета КПД	Адиабатический	
	Давление выходящего потока, кПа	8200	
Охладитель Е-100	Температура выходящего потока, °C	10	
Клапан VLV-100	Перепад давления, кПа	6200	

Аналогичный путь проходит пользователь программного комплекса при построении строгой инженерной модели установки сепарации газа. Общий вид схемы с сепараторами представлен на рис. 5. Поток 1 вначале поступает в двухфазный сепаратор V-100, из которого выходит поток газа 2 и поток выделившейся жидкости 3. Поток 2 поступает далее на нагнетание в компрессор К-100, откуда выходит поток 4, который, в свою очередь, охлаждается в охладителе Е-100. Охлажденный поток 5 дросселируется через клапан VLV-100, откуда поток 6 поступает в трехфазный сепаратор V-101. Из V-101 выходят следующие потоки: поток газа 7, поток углеводородного конденсата 8 и водный поток 9. Аналогичная схема также была построена в коммерческом пакете.

В качестве исходных данных использованы значения, приведенные в таблице 1. Результаты расчетов для потоков представлены в таблицах 2–10. Результаты расчетов для энергетических потоков представлены в таблице 11.

Для верификации результатов выполненных расчетов проведено варьирование некоторых параметров в исходных данных. Так, проведены расчеты при:

- снижении давления потока 1 в два раза;
- увеличении давления потока 1 в два раза;
- снижении температуры потока 1 на 10 °C;
- увеличении температуры потока 1 на 10 °C.

Пользователь конфигурирует задачу, просматривает расчетную схему (вычислительный граф), (рис. 3) запускает расчет установки.

В результате появляется возможность рассчитать среднесуточный материальный баланс установки, в том числе с оценкой его в динамике, рис. 4.

В основе математической модели процесса замедленного коксования гудрона заложены физико-химические закономерности превращений групп высококипящих углеводородов в компоненты углеводородных газов, бензиновой, среднестиллятной фракций и кокса, базирующиеся на классических законах кинетики и термодинамики химических процессов, протекающих в реакторном оборудовании [10–12].

ФАКТЫ
Цифровые инструменты
внедряются и активно используются в инженерной деятельности во всем мире

ТАБЛИЦА 2. Сравнение результатов расчета для потока 1

Параметр потока	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет	Относительное расхождение, %
Состав, моль. доли			
Доля отгона	0,9968	0,9970	0,0210
Мольный расход, моль/ч	560,71	560,71	0,0003
Объемный расход при стандартных условиях, м³/ч	13487,23	13216,85	2,0457
Молярная энтальпия, кДж/моль	-79138,03	-78344,75	1,0126
Средняя молярная масса, г/моль	17,83	17,83	0,0251
Плотность, кг/м³	32,92	32,92	0,0069
Действительный объемный расход, м³/ч	303,76	303,79	0,0091
Изохорная теплоемкость, кДж/(моль · К)	31,24	30,60	2,1069

ТАБЛИЦА 3. Сравнение результатов расчета для потока 2

Параметр потока	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет	Относительное расхождение, %
Состав, моль. доли			
Метан	0,9279	0,9278	0,0106
Этан	0,0437	0,0437	0,0085
Пропан	0,0153	0,0153	0,0026
изо-Бутан	0,0043	0,0043	0,0079
н-Бутан	0,0034	0,0034	0,0153
изо-Пентан	0,0017	0,0017	0,0480
н-Пентан	0,0010	0,0010	0,0022
н-Гексан	0,0007	0,0007	0,4880
н-Гептан	0,0008	0,0008	0,5973
н-Октан	0,0006	0,0006	0,8375
Вода	0,0005	0,0006	13,8575
Метанол	0,0002	0,0002	0,9929
Массовый расход, кг/ч	9915,85	9917,76	0,0192
Мольный расход, моль/ч	558,97	559,03	0,0116
Объемный расход при стандартных условиях, м³/ч	13 445,39	13 177,74	2,0311
Молярная энтальпия, кДж/моль	-78 645,23	-77 870,021	0,9955
Средняя молярная масса, г/моль	17,74	17,74	0,0048
Плотность, кг/м³	32,66	32,66	0,0008
Действительный объемный расход, м³/ч	303,63	303,67	0,0129
Изохорная теплоемкость, кДж/(моль · К)	30,96	30,60	2,1526

ТАБЛИЦА 4. Сравнение результатов расчета для потока 3

Параметр потока	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет	Относительное расхождение, %
Состав, моль. доли			
Метан	0,0893	0,0910	1,7299
Этан	0,0199	0,0203	1,7179
Пропан	0,0220	0,0224	1,7205
изо-Бутан	0,0140	0,0143	1,7541
н-Бутан	0,0152	0,0155	1,7422
изо-Пентан	0,0169	0,0172	1,7652
н-Пентан	0,0127	0,0131	3,3848
н-Гексан	0,0279	0,0278	0,5536
н-Гептан	0,0868	0,0883	1,7415
н-Октан	0,1802	0,1851	2,6422
Вода	0,4742	0,4634	2,3279
Метанол	0,0409	0,0418	2,2453
Массовый расход, кг/ч	84,14	82,24	2,3102
Мольный расход, моль/ч	1,74	1,68	3,7317
Молярная энтальпия, кДж/моль	-237 504,44	-236 609,81	0,3781
Средняя молярная масса, г/моль	48,37	49,05	1,3704
Плотность, кг/м³	667,72	693,72	3,7477
Действительный объемный расход, м³/ч	0,1260	0,1186	6,2937
Изохорная теплоемкость, кДж/(моль · К)	119,85	119,29	0,4655

ТАБЛИЦА 5. Сравнение результатов расчета для потока 4

Параметр потока	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет 1	Относительное расхождение, %
Состав, моль. доли			
Метан	0,9279	0,9278	0,0106
Этан	0,0437	0,0437	0,0085
Пропан	0,0153	0,0153	0,0026
изо-Бутан	0,0043	0,0043	0,0079
н-Бутан	0,0034	0,0034	0,0153
изо-Пентан	0,0017	0,0017	0,0480
н-Пентан	0,0010	0,0010	0,0022
н-Гексан	0,0007	0,0007	0,4880
н-Гептан	0,0008	0,0008	0,5973
н-Октан	0,0006	0,0006	0,8375
Вода	0,0005	0,0006	13,8575
Метанол	0,0002	0,0002	0,9929
Массовый расход, кг/ч	9915,85	9917,76	0,0192
Температура, °C	77,00	77,00	0
Давление, кПа	8200	8200	0
Доля отгона	1	1	0
Мольный расход, моль/ч	558,97	559,03	0,0112
Объемный расход при стандартных условиях, м³/ч	13 445,39	13 177,74	2,0311
Молярная энтальпия, кДж/моль	-76 432,36	-76 014,88	0,5492
Средняя молярная масса, г/моль	17,74	17,74	0,0080
Плотность, кг/м³	55,57	55,57	0,0081
Действительный объемный расход, м³/ч	178,44	178,46	0,0110
Изохорная теплоемкость, кДж/(моль · К)	33,70	33,50	0,5903

ТАБЛИЦА 7. Сравнение результатов расчета для потока 6

Параметр потока	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет 1	Относительное расхождение, %	Параметр потока	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет 1	Относительное расхождение, %
Состав, моль. доли				Состав, моль. доли			
Метан	0,9279	0,9278	0,0106	Доля отгона	0,9955	0,9955	0,0058
Этан	0,0437	0,0437	0,0085	Мольный расход, моль/ч	558,97	559,05	0,01366
Пропан	0,0153	0,0153	0,0026	Объемный расход при стандартных условиях, м³/ч	13 445,39	13 178,06	2,0286
изо-Бутан	0,0043	0,0043	0,0079	Молярная энтальпия, кДж/моль	-79 921,91	-79 029,57	1,1291
н-Бутан	0,0034	0,0034	0,0153	Средняя молярная масса, г/моль	17,74	17,74	0,0080
изо-Пентан	0,0017	0,0017	0,0480	Плотность, кг/м³	18,28	18,28	0,01418
н-Пентан	0,0010	0,0010	0,0022	Действительный объемный расход, м³/ч	542,49	542,53	0,0074
н-Гексан	0,0007	0,0007	0,4880	Изохорная теплоемкость, кДж/(моль · К)	29,52	28,72	2,78
н-Гептан	0,0008	0,0008	0,5973				
н-Октан	0,0006	0,0006	0,8375				
Вода	0,0005	0,0006	13,8575				
Метанол	0,0002	0,0002	0,9929				
Массовый расход, кг/ч	9915,85	9917,76	0,0192				
Температура, °C	-17,06	-17,06	0				
Давление, кПа	2000	2000	0				

ТАБЛИЦА 6. Сравнение результатов расчета для потока 5

Параметр потока	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет 1	Относительное расхождение, %
Состав, моль. доли			
Метан	0,9279	0,9278	0,0106
Этан	0,0437	0,0437	0,0085
Пропан	0,0153	0,0153	0,0026
изо-Бутан	0,0043	0,0043	0,0079
н-Бутан	0,0034	0,0034	0,0153
изо-Пентан	0,0017	0,0017	0,0480
н-Пентан	0,0010	0,0010	0,0022
н-Гексан	0,0007	0,0007	0,4880
н-Гептан	0,0008	0,0008	0,5973
н-Октан	0,0006	0,0006	0,8375
Вода	0,0005	0,0006	13,8575
Метанол	0,0002	0,0002	0,9929
Массовый расход, кг/ч	9915,85	9917,76	0,0192
Температура, °C	10	10	0
Давление, кПа	8200	8200	0
Доля отгона	0,9996	0,9995	0,0062
Мольный расход, моль/ч	558,97	559,03	0,0116
Объемный расход при стандартных условиях, м³/ч	13445,39	13177,74	2,0311
Молярная энтальпия, кДж/моль	-79 921,91	-79 393,31	0,6658
Средняя молярная масса, г/моль	17,74	17,74	0,0079
Плотность, кг/м³	80,18	80,20	0,0145
Действительный объемный расход, м³/ч	123,66	123,69	0,0046
Изохорная теплоемкость, кДж/(моль · К)	31,12	30,67	1,4887

ТАБЛИЦА 8. Сравнение результатов расчета для потока 7

Параметр потока	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет 1	Относительное расхождение, %	Параметр потока	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет 1	Относительное расхождение, %
Состав, моль. доли				Состав, моль. доли			
Метан	0,9315	0,9315	0,0043	Доля отгона	1	1	0
Этан	0,0437	0,0437	0,0017	Мольный расход, моль/ч	556,48	556,52	0,0074
Пропан	0,0150	0,0150	0,0223	Объемный расход при стандартных условиях, м³/ч	13 385,40	13 119,34	2,0280
изо-Бутан	0,0040	0,0040	0,0606	Молярная энтальпия, кДж/моль	-79 409,50	-78 495,84	1,1640
н-Бутан	0,0031	0,0031	0,0983	Средняя молярная масса, г/моль	17,53	17,53	0,0083
изо-Пентан	0,0013	0,0013	0,2473	Плотность, кг/м³	17,99	17,99	0,0081
н-Пентан	0,0007	0,0007	0,3841	Действительный объемный расход, м³/ч	542,25	542,29	0,0077
н-Гексан	0,0003	0,0003	3,4364	Изохорная теплоемкость, кДж/(моль · К)	29,08	28,23	3,0013
н-Гептан	0,0001	0,0001	2,4285				
н-Октан	$2,94 \cdot 10^{-5}$	$3 \cdot 10^{-5}$	1,2798				
Вода	$5,39 \cdot 10^{-5}$	$6,6 \cdot 10^{-5}$	18,3543				
Метанол	$4,51 \cdot 10^{-5}$	$4,9 \cdot 10^{-5}$	8,0390				
Массовый расход, кг/ч	9753,34	9754,88	0,0158				
Температура, °C	-17,06	-17,06	0				
Давление, кПа	2000	2000	0				

ТАБЛИЦА 9. Сравнение результатов расчета для потока 8

Параметр потока	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет 1	Относительное расхождение, %
Состав, моль. доли			
Метан	0,1315	0,1317	0,0922
Этан	0,0487	0,0484	0,5592
Пропан	0,0765	0,0760	0,5973
изо-Бутан	0,0605	0,0602	0,4395
н-Бутан	0,0709	0,0705	0,4960
изо-Пентан	0,0871	0,0868	0,3516
н-Пентан	0,0665	0,0674	1,3986
н-Гексан	0,1120	0,1108	1,1514
н-Гептан	0,1827	0,1838	0,6237
н-Октан	0,1583	0,1601	1,1702
Вода	$2,42 \cdot 10^{-5}$	$3,33 \cdot 10^{-5}$	27,1754
Метанол	0,0053	0,0041	28,4900
Массовый расход, кг/ч	155,78	155,60	0,1140
Температура, °C	-17,06	-17,05602333	0
Давление, кПа	2000	2000	0
Доля отгона	0	0	0
Мольный расход, моль/ч	2,17	2,16	0,3449
Молярная энтальпия, кДж/моль	-180 882,60	-181 589,51	0,3893
Средняя молярная масса, г/моль	71,88	72,04	0,2300
Плотность, кг/м³	657,85	664,98	1,071645018
Действительный объемный расход, м³/ч	0,2368	0,2340	1,1985
Изохорная теплоемкость, кДж/(моль · К)	132,9892	137,5076	3,2859

ТАБЛИЦА 10. Сравнение результатов расчета для потока 9

Параметр потока	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет 1	Относительное расхождение, %
Состав, моль. доли			
Вода	0,8200	0,8326	2,1029
Метанол	0,1800	0,1674	10,4625
Массовый расход, кг/ч	6,74	7,52	10,4134
Температура, °C	-17,06	-17,06	0
Давление, кПа	2000	2000	0
Доля отгона	0	0	0
Мольный расход, моль/ч	0,33	0,369398384	11,4811
Молярная энтальпия, кДж/моль	-282 701,30	-283 479,93	0,2746
Средняя молярная масса, г/моль	20,61	20,36	1,2061
Плотность, кг/м³	806,62	975,46	17,3092
Действительный объемный расход, м³/ч	0,0084	0,0077	8,3392
Изохорная теплоемкость, кДж/(моль · К)	95,56	76,16	25,4664

ТАБЛИЦА 11. Сравнение результатов расчета для потока 9

Энергетический поток	Значение в ПК PROGRESS, кДж/ч	Значение в коммерческом пакете 1, кДж/ч	Относительное расхождение, %
Q-100	1 240 130,24	1 267 208,52	2,1368
Q-101	1 950 563,11	1 888 662,80	3,2774

ТАБЛИЦА 12. Изменение параметров при снижении давления потока 1 в два раза

Поток	Параметр	Тенденция
Поток 1	Доля отгона	Увеличение
	Молярная энтальпия	Увеличение
	Плотность	Снижение
Поток 2	Изохорная теплоемкость	Снижение
	Массовый расход	Увеличение
	Молярная энтальпия	Увеличение
Поток 3	Плотность	Снижение
	Изохорная теплоемкость	Снижение
	Массовый расход	Увеличение

ТАБЛИЦА 14. Изменение параметров при снижении температуры потока 1 на 10 °С

Поток	Параметр	Тенденция
Поток 1	Доля отгона	Снижение
	Молярная энтальпия	Снижение
	Плотность	Увеличение
Поток 2	Изохорная теплоемкость	Снижение
	Массовый расход	Снижение
	Молярная энтальпия	Снижение
Поток 3	Плотность	Увеличение
	Изохорная теплоемкость	Снижение
	Массовый расход	Увеличение

ТАБЛИЦА 16. Сравнение значений доли отгона в потоке 1

Давление, кПа	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет 1
2000	0,9981	0,9983
4000	0,9969	0,9970
8000	0,9981	0,9982

Качественные изменения зависимых параметров приведены в таблицах 12–16.

Тенденции доли отгона потока 1, а также энтальпии потока 3 при изменении давления входного потока 1 (таблицы 12, 13) совпадают с таковыми в коммерческом пакете, как показано в таблицах 16 и 17 соответственно.

По представленным выше результатам расчетов можно сделать вывод о том, что заложенные

ТАБЛИЦА 13. Изменение параметров при увеличении давления потока 1 в два раза

Поток	Параметр	Тенденция
Поток 1	Доля отгона	Увеличение
	Молярная энтальпия	Снижение
	Плотность	Увеличение
Поток 2	Изохорная теплоемкость	Увеличение
	Массовый расход	Увеличение
	Молярная энтальпия	Снижение
Поток 3	Плотность	Увеличение
	Изохорная теплоемкость	Увеличение
	Массовый расход	Снижение

ТАБЛИЦА 15. Изменение параметров при увеличении температуры потока 1 на 10 °С

Поток	Параметр	Тенденция
Поток 1	Доля отгона	Увеличение
	Молярная энтальпия	Увеличение
	Плотность	Снижение
Поток 2	Изохорная теплоемкость	Увеличение
	Массовый расход	Увеличение
	Молярная энтальпия	Увеличение
Поток 3	Плотность	Увеличение
	Изохорная теплоемкость	Снижение
	Массовый расход	Снижение

ТАБЛИЦА 17. Сравнение значений энтальпии в потоке 3

Давление, кПа	ПК PROGRESS	Коммерческий пакет 1
2000	-253 115,33	-250 358,12
4000	-237 504,44	-236 609,81
8000	-284 714,03	-283 902,17

в ПК PROGRESS алгоритмы расчета процесса сепарации газа в большинстве случаев дают малое относительное расхождение с результатами расчетов в коммерческом ПО. Случаи, где относительное расхождение высоко, связаны с малыми абсолютными значениями величин или с несовершенством

применяемых методик расчета. При этом, безусловно, требуется доработка методик расчета, что в конечном итоге приведет к повышению точности расчетов с использованием представленного программного продукта.

Вместе с тем разработанный программный продукт адекватно описывает тенденции по изменению свойств и состава потоков при варьировании термобарических условий, что соответствует теоретическим закономерностям заложенных в основу модели физико-химических процессов и подтверждается представленными результатами.

Заключение

Внедрение и активное использование новых цифровых инструментов в практику инженерной деятельности является основной тенденцией развития промышленных предприятий как в России, так и за рубежом. Нефтеперерабатывающая отрасль не является исключением, т.к. использование строгих инженерных моделей и цифровых двойников процессов получения моторных топлив на НПЗ позволяет существенно повысить эффективность операционной деятельности предприятий. Это позволяет проводить оценку качества и выхода продукции на НПЗ, рассчитывать сценарии работы установок, оптимизировать параметры технологического режима объектов. С помощью инженерных моделей установок формируются данные для планирования производства.

В ТПУ разрабатываются и внедряются в промышленность новые математические модели массообменных процессов и процессов химического реагирования, в том числе каталитических технологий. Уникальность моделей заключается в том, что они основаны на фундаментальных физико-химических закономерностях. Сегодня специалистами ТПУ осваиваются новые направления применения разработанных моделей: от отдельных модулей для прогнозирования работы промышленных установок до тренажерных комплексов. Усилия коллектива направлены на решение задач импортозамещения в области программного обеспечения для проектирования, моделирования и оптимизации процессов переработки углеводородного сырья в полезные нефтепродукты.

Реализация таких проектов стала возможной благодаря сформированной методологической основе подготовки специалистов, которые, с одной стороны, имеют прочные знания в области химической технологии нефти и газа (процессы и аппараты, принципы функционирования оборудования и пр.), компетентны в области промышленного катализа, а также владеют навыками разработки математического описания химических, массообменных и теплообменных процессов и реализации математических алгоритмов в виде программных кодов.

Кросс-функциональной командой разработчиков созданы функционально-технические требования к математическим моделям и программному комплексу для научно-инженерного моделирования

ФАКТЫ

Математическая модель

процесса замедленного коксования гудрона основана на физико-химических закономерностях превращений групп высококипящих углеводородов в компоненты углеводородных газов, бензиновой, среднестиллятной фракции и кокса, базирующихся на законах кинетики и термодинамики химических процессов, протекающих в реакторном оборудовании

процессов переработки нефти и газа. Разработаны модули нефтяного пакета и основных термодинамических пакетов, выполнена их программная реализация. Созданы модули расчета вспомогательного оборудования: пропускной способности клапана для различных потоков; теплообменных аппаратов, компрессора, насосного оборудования. На примере процесса сепарации газа и замедленного коксования гудрона реализован первый прототип ПК PROGRESS.

Созданные и разрабатываемые модули процессов построены на строгих физических и химических принципах и закономерностях процессов подготовки и переработки углеводородного сырья. Это позволяет применять модели в широком диапазоне параметров работы установок и в целях имитационного моделирования отклоняться от технологических параметров текущей работы действующих объектов.

Это принципиально отличает модели, применяемые в ПК PROGRESS, от появляющихся на рынке продуктов, созданных на базе обработки больших массивов данных с промышленных установок с помощью нейронных сетей и относительно хорошо работающих в узком диапазоне условий проведения процессов в рамках только тех объектов, работу которых они описывают. При этом заложенные в такого рода ПО алгоритмы моделирования, по сути, представляют собой «черный ящик», что накладывает серьезные ограничения на перспективное применение подобных моделей для интеграции с АСУТП с целью безлюдного управления производственными объектами. Модели, основанные на использовании нейронных сетей, применимы для создания тренажеров конкретных установок или реакторных блоков установок заводов.

Разработанные модели программного комплекса PROGRESS уже сейчас используются для решения наукоемких задач научного инжиниринга сложных химических процессов. Это задачи по инжинирингу химических

реакторов и вспомогательного оборудования, прогнозированию межремонтных пробегов промышленных установок, расчету материальных и тепловых балансов аппаратов.

Такой инструмент будет востребован как в центрах инженерного моделирования на предприятиях нефтегазовой сферы, так и проектных организациях, научных центрах. При этом это позволит сформировать новые подходы к подготовке кадров в сфере нефтепереработки, основанные на системной инженерии; изучение технологии будет происходить через призму метода математического моделирования и системного анализа – от уровня компонентного состава нефти до процессов, протекающих в химических реакторах, и в целом до уровня целого завода.

Стоит отметить, что, несмотря на высокую потребность в такого рода специалистах, существует значительная неопределенность в аспекте подготовки технологов-модельеров ввиду ограниченного числа образовательных учреждений, занимающихся данным направлением на приемлемом уровне. Ситуация усугубляется тем, что в 90-е и двухтысячные годы многие отечественные вузы совершили полный переход на импортное ПО для подготовки специалистов химиков-технологов, что впоследствии привело к утрате компетенций по созданию математических моделей процессов и аппаратов химической технологии «своими руками».

Как следствие, специалисты по инженерному моделированию на предприятиях более чем за тридцатилетний период привыкли к комфортной работе с вендорами, что привело к «менеджеризации» технологических кадров. Это не позволяет образовательным организациям во многих случаях опереться на них, как на источник передового знания.

В настоящее время зарубежные продукты оказались недоступными к эксплуатации. При этом существуют определенные отечественные разработки для моделирования массообменных процессов, которые подходят для образовательного трека.

Для подготовки кадров, способных не только эффективно использовать цифровые инструменты, но и создавать собственные математические модели и программные коды, требуется поддержка научных и образовательных школ по математическому моделированию и организация системной непрерывной подготовки химиков-технологов с внедрением в образовательные программы модулей по математическому моделированию и системному анализу химико-технологических процессов. При этом изучение новых цифровых технологий в таких программах должно происходить через решение задач химической технологии.

Отечественному моделированию в области нефтегазопереработки предстоит пройти трудный путь становления в части создания конкурентоспособных продуктов, как для российского, так и зарубежного рынка. Это возможно сделать только при формировании

ФАКТЫ

Алгоритмы расчета

процесса сепарации газа в ПК PROGRESS в большинстве случаев дают малое относительное расхождение с результатами расчетов в коммерческом ПО

кадров со сложным профилем компетенций на стыке информационных и химических технологий и только лишь при тесном интенсивном взаимодействии с индустрией. Данный путь сейчас проходит команда разработчиков ПК PROGRESS, создавая продукт для индустрии и научно-образовательного сообщества. ●

Исследование выполнено в рамках проекта Национального исследовательского Томского политехнического университета «Передовые инженерные школы», соглашение Минобрнауки России № 075-15-2022-1146 от 07.07.2022 (ПИШ-НИР-2024-002).

Литература

1. «Газпром нефть» представила проект трансформации/Integration24.ru <https://integration24.ru/2019/07/08/gazprom-neft-predstavil-proekt-transformacii/?ysclid=le52z885em587418367>.
2. Lara P., Sanchez M., Villalobos J. Enterprise modeling and operational technologies (OT) application in the oil and gas industry // Journal of Industrial Information Integration. – 2020. – V. 19. – № 100160. – P. 1–15.
3. A framework for assessing capability in organisations using enterprise models / M. Romero, W. Guedria, H. Panetto, B. Barafort // Journal of Industrial Information Integration. – 2022. – V. 27. – № 100297. – P. 1–20.
4. Vernadat F. Enterprise modelling: research review and outlook // Computers in Industry. – 2020. – V. 122. – № 103265. – P. 1–22.
5. DWSIM – Open Source Chemical Process Simulator User Guide Version 8.6.5 October 2023 – URL: <https://dwsim.org/> (дата обращения: 08.05.2024)
6. Чузлов В.А., Кольчева У.Н. Моделирование процесса изомеризации гептановой фракции // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 10 (130). С. 46–50.
7. Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Назарова Г.Ю. Математическое моделирование процесса каталитического крекинга // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2019. № 9 (93). С. 114–120.
8. Чузлов В.А., Долганов И.М., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Кривцова Н.И., Коткова Е.П. Интеллектуальная гидроочистка // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 9 (105). С. 38–44.
9. Воробьев А., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Чузлов В.А., Назарова Г.Ю., Антонов А.В. Разработка гидродинамической модели лифт-реактора процесса каталитического крекинга // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2021. № 10 (118). С. 40–46.
10. Methods for Modeling and Optimizing the Delayed Coking Process in a Fuzzy Environment / Batyr Orazbayev, Elmira Dyussembina, Gulzhan Uskenbayeva // Processes 2023, 11, 450.
11. Predicting coke morphology in Delayed Coking from feed characteristics / Cesar Ovalles, Estrella Rogel, Paul Hajdu // Fuel 2019.
12. Kinetic Modeling of the Thermal Cracking of a Brazilian Vacuum Residue / Bruno M. Souza, Leonardo Travalloni, Monica A. P. da Silva // Energy Fuels 2015, 29, 3024–303.

KEYWORDS: software package, engineering modeling, technological scheme, delayed coking, mathematical model.



8–11 октября

РЕКЛАМА 18+

ПРИГЛАШАЕМ НА ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ – 2024!



ВЫСТАВОЧНАЯ ПРОГРАММА

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

ОФИЦИАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

ТЕХНИЧЕСКИЕ ЭКСКУРСИИ



ОТКРЫТЫЕ ТВ-СТУДИИ

МОЛОДЕЖНЫЙ ДЕНЬ

КУЛЬТУРНАЯ ПРОГРАММА

СПОРТИВНАЯ ПРОГРАММА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



10 ЛЕТ НА СОБЫТИЙНОЙ ВЫСОТЕ!



GAS-FORUM.RU

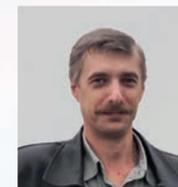
САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ В TELEGRAM-КАНАЛЕ @GASFORUMSPB



РАСЧЕТ НЕУСТАНОВИВШИХСЯ ТЕЧЕНИЙ В ГАЗОПРОВОДАХ при нештатных ситуациях



Курбатова Галина Ибрагимовна
кафедра моделирования
электромеханических и компьютерных
систем, Санкт-Петербургский
государственный университет,
профессор, д.ф.-м.н.



Клемешев Владимир Алексеевич
кафедра моделирования
электромеханических и компьютерных
систем, Санкт-Петербургский
государственный университет,
доцент, к.ф.-м.н.



Филиппов Кирилл Борисович
генеральный директор «SPBTV»,
генеральный директор «Питерсофтваре»,
советник генерального директора
ФГУП «Космическая связь»,
Государственный советник 2-го класса,
к.ф.-м.н.

Важным звеном моделирования газотранспортной системы является программный комплекс (ПК) расчета течения газовой смеси по линейной части газопровода. Этот программный комплекс включает в себя:

- 1) программу расчета штатных (без утечки) установившихся и неуставившихся режимов течения;
- 2) программу расчета коэффициента гидравлического сопротивления λ и суммарного коэффициента теплопередачи β в рассматриваемой задаче по экспериментальным данным, соответствующим штатному режиму течения в моделируемом газопроводе (использование рассчитанных величин λ , β увеличивает адекватность модели);
- 3) программу расчета нештатных неуставившихся и установившихся режимов при утечке газа, вызванной разгерметизацией газопровода. Программные комплексы двух первых пунктов входят в состав разработанных нами ранее ПК «ТранШельф-т» и «ТранШельф-тев», описанных в работах [1, 2].

В книге [1] приведены примеры идентификации параметров λ и β , а также результаты расчетов неуставившихся течений по морским газопроводам, в том числе и при оледенении их внешней поверхности в северных морях по ПК «ТранШельф-т».

В настоящей работе представлен программный комплекс «ТранS-APL», позволяющий рассчитать неуставившиеся и установившиеся режимы при утечке газа средней и малой интенсивности в газопроводах средних давлений (до 100 атм).

Модель 1 нестационарного течения в газопроводах

Как известно [3, 1], сравнительно общая одномерная нестационарная модель течения смеси газов в терминах величин, осредненных по сечению

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕН ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «ТРАНС-APL», РЕАЛИЗУЮЩИЙ ЭФФЕКТИВНЫЙ АЛГОРИТМ ЧИСЛЕННОГО РЕШЕНИЯ СИСТЕМЫ УРАВНЕНИЙ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ТЕЧЕНИЯ СМЕСИ ГАЗОВ, ВЫЗВАННОГО ВОЗНИКНОВЕНИЕМ УТЕЧКИ В ГАЗОПРОВОДЕ. ПРИВЕДЕННЫ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ДЛЯ УТЕЧЕК МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ ИНТЕНСИВНОСТЕЙ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В РАЗНЫХ МЕСТАХ ГАЗОПРОВОДА

THIS PAPER PRESENTS THE SOFTWARE PACKAGE "TRANS-APL", WHICH IMPLEMENTS AN EFFICIENT ALGORITHM FOR THE NUMERICAL SOLUTION OF THE SYSTEM OF EQUATIONS OF UNSTEADY FLOW OF A GAS MIXTURE CAUSED BY A LEAK IN A GAS PIPELINE. THE RESULTS OF CALCULATIONS FOR LEAKS OF LOW AND MEDIUM INTENSITY, LOCATED AT DIFFERENT PLACES IN THE GAS PIPELINE, ARE PROVIDED

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: газопроводы, программный комплекс, нестационарные модели течения, утечка, численное решение.

ФАКТЫ

ТранS-APL

– программный комплекс, позволяющий рассчитать неуставившиеся и установившиеся режимы при утечке газа средней и малой интенсивности в газопроводах с давлением до 100 атм

газопровода, может быть записана следующим образом:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u)}{\partial z} = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}(p + \rho u^2) = -\frac{\lambda \rho u |u|}{4R} + \rho g \cos \alpha_z, \quad (2)$$

$$\frac{\partial(\rho e)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}\left(\rho u \left(e + \frac{p}{\rho}\right)\right) = -2\beta \frac{T - T^*}{R} + \rho u g \cos \alpha_z, \quad (3)$$

$$e = \varepsilon + \frac{u^2}{2}, \quad i = \varepsilon + \frac{p}{\rho}, \quad (4)$$

$$\rho = \frac{p}{R_g T Z(p, T)}, \quad (5)$$

$$\varepsilon = \varepsilon(\rho, T), \quad i = i(\rho, T). \quad (6)$$

Эта модель эквивалентна модели, в которой вместо уравнения полной энергии (3) используется уравнение баланса энтальпии ($i = \varepsilon + p/\rho$), записанное в терминах температуры:

$$\rho c_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \rho T \left(\frac{\partial \left(\frac{1}{\rho} \right)}{\partial T} \right)_p \left(\frac{\partial p}{\partial t} + u \frac{\partial p}{\partial z} \right) - 2\beta \frac{T - T^*}{R} + \frac{\lambda \rho u^2 |u|}{4R}. \quad (7)$$

В уравнениях (1)–(7) приняты следующие обозначения: t – время; z – координата вдоль

оси газопровода; ρ, p, T, u – плотность, давление, температура и скорость газа; ε, e, i – массовые плотности внутренней энергии, полной энергии и энтальпии газа соответственно; R – внутренний радиус газопровода; g – ускорение свободного падения; α_z – угол между направлением силы тяжести и осью газопровода в z -м сечении; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; β – суммарный коэффициент теплопередачи; T^* – температура окружающей среды; R_g – газовая постоянная транспортируемой смеси газов; $Z(p, T)$ – коэффициент сжимаемости газовой смеси; $c_p(p, T)$ – удельная изобарная теплоемкость газовой смеси.

Адекватность математической модели в каждой реальной задаче транспортировки газа достигается выбором следующих величин (или их зависимостей от параметров потока и конструкции газопровода): $\lambda, \beta, c_p(p, T), Z(p, T)$.

Предложено немало полуэмпирических зависимостей для расчета перечисленных величин, они базируются на обработке обширного экспериментального материала, например работы [4, 5]. Однако такие параметры, как коэффициент гидравлического сопротивления и суммарный коэффициент теплопередачи, надежнее всего определять на рассматриваемом участке газопровода из решения обратной задачи, реализованной в программе «ТранШельф-gev» [1].

При тестовых расчетах различных режимов течения в исследовательских целях в математической модели могут использоваться известные зависимости, например – формула Колбрука–Уайта для расчета зависимости λ от числа Рейнольдса и эквивалентной шероховатости внутренней поверхности газопровода, зависимость Бертло для коэффициента сжимаемости $Z(p, T)$, если давления не превышают 100 атм и т.п.

Модель 2 установившегося течения в штатном режиме для горизонтальных трасс

Для давлений на входе, не превышающих 100 атм при установившемся режиме течения (без утечки) для горизонтальных трасс прокладки газопровода, модель 1 (уравнения (1), (2), (7), (5)) переходит в модель 2:

$$\rho u S = Q^0, \quad (8)$$

$$\frac{d}{dz}(p + \rho u^2) = -\frac{\lambda \rho u |u|}{4R}, \quad (9)$$

$$\rho c_p u \frac{dT}{dz} = \rho u T \left(\frac{\partial}{\partial T} \left(\frac{1}{\rho} \right) \right) \frac{dp}{dz} + \frac{\lambda \rho u^2 |u|}{4R} - 2\beta \frac{T - T^*}{R}, \quad (10)$$

$$\rho = \frac{p}{R_g T Z(p, T)}, \quad (11)$$

$$Z(p, T) = 1 + 0.07 \frac{p}{p_c} \frac{T_c}{T} \left(1 - 6 \frac{T_c^2}{T^2} \right), \quad (12)$$

здесь Q^0 – постоянный массовый расход газа; p_c, T_c – критические давление и температура газовой смеси, входящие в уравнение Бертло (12). Как показано, например, в работе [6], для уравнения Бертло зависимость удельной изобарной теплоемкости c_p от давления и температуры имеет вид:

$$c_p(p, T) = k_1 + k_2 \frac{T}{T_c} + k_3 \frac{T_c^3}{T^3} \left(\frac{p}{p_c} - \frac{p^0}{p_c} \right), \quad (13)$$

p^0 – давление, при котором смесь газов заданного состава ведет себя как идеальный газ; величины размерных констант k_1, k_2, k_3 зависят от состава газовой смеси, их расчет приведен в [6]. В ряде задач допустимо использование постоянного среднего значения $\langle c_p \rangle$, рассчитываемого по формуле

$$\langle c_p \rangle = \frac{1}{(p_e - p_L)(T_e - T_L)} \int_{T_L}^{T_e} \int_{p_L}^{p_e} c_p(p, T) dp dT. \quad (14)$$

Система уравнений (8)–(12) дополняется граничными условиями:

$$z = 0: \quad p = p_e, \quad T = T_e. \quad (15)$$

В (14) и (15) обозначено: p_e, T_e, p_L, T_L – давление и температура газа на входе и на выходе из газопровода соответственно.

Вводятся безразмерные величины, определенные равенствами:

$$\begin{aligned} \tilde{z} &= \frac{z}{l_x}, \quad \tilde{p} = \frac{p}{p_c}, \quad \tilde{T} = \frac{T}{T_c}, \quad \rho_c = \frac{p_c}{R_g T_c Z_c}, \\ Z_c &= Z(p_c, T_c), \quad \tilde{\rho} = \frac{\rho}{\rho_c}, \quad u_x = \frac{Q^0}{\rho_c S}, \quad S = \pi R^2, \quad (16) \\ \tilde{u} &= \frac{u}{u_x}, \quad p_0 = \frac{p_e}{p_c}, \quad T_0 = \frac{T_e}{T_c}, \quad T_S = \frac{T^*}{T_c}, \end{aligned}$$

l_x – характерная длина.

Далее везде, где это не приводит к двусмысленности, указание волны у безразмерных величин опущено. Модель 2 в безразмерной форме может быть представлена следующим образом: (модель 2.6)

$$\begin{cases} \rho u = 1, \\ \frac{d}{dz} \left(p + m_1 \frac{T Z}{p} \right) = -m_2 \frac{T Z}{p}, \\ \frac{dT}{dz} = m_3 \frac{T}{p} \left(Z + \frac{\partial Z}{\partial T} \right) \frac{dp}{dz} + m_2 m_3 \left(\frac{T Z}{p} \right)^2 - m_4 (T - T_S), \\ \rho = \frac{p Z_c}{T Z}, \quad Z = 1 + 0.07 \frac{p}{T} - 0.42 \frac{p}{T^3}. \end{cases}$$

Граничные условия для безразмерных давления и температуры:

$$z = 0: \quad p = p_0, \quad T = T_0. \quad (17)$$

Безразмерные комплексы m_1, \dots, m_4 , входящие в модель 2.6, выражаются через характерные величины и параметры задачи по формулам:

$$\begin{aligned} m_1 &= \left(\frac{Q^0}{S} \right) \frac{R_g T_c}{p_c^2}, \quad m_2 = m_1 \frac{\lambda l_x}{4R}, \\ m_3 &= \frac{R_g}{\langle c_p \rangle}, \quad m_4 = \frac{2 l_x \beta S}{R \langle c_p \rangle Q^0}. \end{aligned} \quad (18)$$

Решение системы уравнений модели 2.6 в широком диапазоне изменений условий на входе p_0, T_0 , расхода Q^0 , геометрических параметров газопровода существует и единственно. Оно находится следующим образом: система уравнений разрешается относительно первых производных давления и температуры по z и интегрируется при заданных граничных условиях (17) численно, например методом Рунге–Кутты 4-го порядка точности.

Модель установившегося течения в газопроводе при утечке газа

При возникновении малой (средней) стационарной утечки в сечении с размерной координатой z_a спустя некоторое время в газопроводе может установиться новый стационарный режим, в котором для расхода справедливо равенство:

$$Q = \begin{cases} Q^0 & 0 \leq z < z_a, \\ Q_L & z_a \leq z \leq L, \end{cases} \quad (19)$$

L – длина газопровода. Разность $Q^0 - Q_L$ определяет размер утечки.

Прямая задача расчета давления, температуры, плотности и скорости газа в новом установившемся режиме при известных величине и координате утечки газа решается численным интегрированием системы уравнений модели 2.6 для двух участков:

$$z \in [0, l_a], \quad z \in [l_a, L/l_x].$$

Здесь l_a – безразмерная координата места утечки газа.

На первом участке в области $z \in [0, l_a]$ система уравнений модели 2.6 решается при граничных условиях (17) с безразмерными комплексами (18), рассчитанными при постоянном расходе Q^0 . На втором участке в области $z \in [l_a, L/l_x]$ система уравнений модели 2.6 решается при граничных условиях:

$$p_2 l_a = p_1 l_a, \quad T_2 l_a = T_1 l_a, \quad (20)$$

в которых величины $p_1 l_a, T_1 l_a$ рассчитаны на первом участке. Безразмерные комплексы (18) для второго участка рассчитываются при постоянном расходе Q_L .

Обратная задача. Алгоритм расчета места и величины утечки газа по данным о величинах массового расхода Q_L и давления p_L на выходе из газопровода приведен в наших работах: для средних давлений (менее 100 атм) в работе [7], для сверхвысоких давлений (более 200 атм) – в работе [8]. Алгоритм основан на итерационном методе идентификации параметра l_a , который применительно к течениям в скважине предложен в работе [3], при этом дополнительно на каждой итерации используется линейность зависимости давления и температуры от искомого координаты места утечки (линейность доказана в наших работах для широкого диапазона изменений давления и расхода непосредственными расчетами по прямой задаче). Анализ различных вариантов выбора начального приближения в итерационном процессе показал, что наибольшую точность расчета l_a и максимальную скорость сходимости итерационного процесса обеспечивает задание начального приближения, рассчитанного по упрощенной изотермической (или упрощенной неизотермической) модели [9].

Представленный в работах [7, 8] алгоритм решения обратной задачи прост в реализации. Он позволяет с высокой точностью за несколько минут рассчитать на компьютере средней мощности величину и координату места утечки газа по данным о давлении и расходе на выходе из газопровода. На практике точность расчета лимитируется точностью измерительной аппаратуры. Кроме того, предложенное решение обратной задачи расчета места утечки справедливо лишь после установления в газопроводе нового стационарного режима.

ФАКТЫ

Коэффициент гидравлического сопротивления

и суммарный коэффициент теплопередачи, надежнее всего определять на рассматриваемом участке газопровода из решения обратной задачи, реализованной в программе «ТранШельф-gev»

Модель неустановившегося течения в газопроводе при утечке газа

Возникновение утечки газа приводит к неустановившемуся течению в газопроводе, причем время выхода на новый установившийся режим течения может оказаться немалым. Для оперативного обнаружения модельными методами утечки газа малой и средней интенсивности необходимы решения прямой и обратной задач по модели **неустановившегося** течения, обусловленного возникновением утечки газа.

Нестационарная модель 1 в терминах удельного расхода $w = \rho u$, температуры T , давления и плотности газа для горизонтальных трасс вне области утечки принимает вид (модель 1.1):

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0, \quad (21)$$

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z} \left(p + \frac{w^2}{\rho} \right) = -\frac{\lambda w^2}{4R\rho}, \quad (22)$$

$$\begin{aligned} \rho c_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{w}{\rho} \frac{\partial T}{\partial z} \right) &= \\ = \rho T \left(\frac{\partial}{\partial T} \left(\frac{1}{\rho} \right) \right) \left(\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{w}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} \right) - & \\ - 2\beta \frac{T - T^*}{R}, & \\ \rho &= \frac{p}{R_g T Z(p, T)}. \end{aligned} \quad (23)$$

В окрестности сечения газопровода (с координатой z_a), содержащего локальную утечку газа δQ кг/с, в уравнение неразрывности (21) добавляется слагаемое, моделирующее сток газа, а именно, при $z \in [z_a - \delta z, z_a + \delta z]$ уравнение неразрывности записывается в виде:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial w}{\partial z} &= -q, \\ q &= \frac{\gamma Q^0}{S \delta z}, \quad [q] = \frac{\text{кг}}{\text{см}^3}, \end{aligned} \quad (24)$$

здесь $\gamma = \delta Q / Q^0$ – относительная величина утечки, S – площадь поперечного сечения, δz – ширина переходного слоя, приближенно заменяющего поверхность разрыва удельного расхода. Выбор величины δz при численном решении системы уравнений зависит от относительной величины утечки и, кроме того, от параметров расчетной сетки численного решения. Анализ выбора величины δz для задач газовой динамики содержится, например, в работе [10].

Упрощенная модель неустановившегося течения в газопроводе

Решения многочисленных задач по идентификации координаты утечки газа в установившихся режимах [6, 9] свидетельствуют о том, что во многих случаях, когда изменение температуры газа составляет несколько градусов, можно ограничиться для расчета координаты утечки изотермическим приближением. Похожее заключение приведено, например, в книге С.А. Коршунова [11]: «... численные расчеты продемонстрировали большую инертность определяемых параметров утечки от температуры...». В качестве постоянных значений температуры и коэффициента сжимаемости в изотермической модели естественно использовать их средние величины, вычисленные по соответствующей неизолированной модели 2.

Другое допустимое упрощение модели связано с пренебрежимо малой величиной сил инерции по сравнению с давлением в потоке, характерной для большинства задач транспортировки газа. Например, для давления $p = 90$ атм при температуре $T = 5^\circ\text{C}$ плотность ρ смеси газов при $R_g = 493,5$ Дж/(кг К), рассчитанная по уравнению состояния Бертоля, равна $\rho = 81,48$ кг/м³. При массовом расходе газа 150 кг/с и при внутреннем радиусе газопровода $R = 0,4$ м скорость потока составляет величину $u = 3,7$ м/с. При этих параметрах отношение сил инерции ρu^2 к давлению p равно безразмерной величине $\rho u^2/p = 0,00000162$. Столь малая величина этого отношения характерна для большинства задач транспортировки газа.

С учетом сказанного модель 3.6 – упрощенная модель неустановившегося течения в газопроводе – в безразмерной форме в терминах безразмерных давления p , удельного расхода w , плотности ρ , времени t и координаты z может быть представлена в следующем виде (указание волны у безразмерных величин опущено):

$$\frac{\partial p}{\partial t} + n_1 \frac{\partial w}{\partial z} = 0, \quad (25)$$

$$\frac{\partial w}{\partial t} + n_2 \frac{\partial p}{\partial z} = -n_3 \frac{w}{p}, \quad (26)$$

$$\rho = n_4 p. \quad (27)$$

При приведении к безразмерному виду использованы те же характерные величины давления p_c , плотности ρ_c , скорости u_x , что и в безразмерной модели 2.6; характерные удельный расход w_x и время t_x определены равенствами: $w_x = \rho_c u_x$, $t_x = l_x/c_*$.

Здесь c_* – средняя адиабатическая скорость звука в газе, равная:

$$c_* = \sqrt{\frac{\langle c_p \rangle}{\langle c_v \rangle} R_g \langle T \rangle \langle Z \rangle},$$

$\langle c_p \rangle / \langle c_v \rangle$ – отношение средних удельных теплоемкостей газовой смеси при постоянном давлении и постоянном объеме, $\langle T \rangle$, $\langle Z \rangle$ – средние температура и коэффициент сжимаемости, рассчитанные по неизолированной модели 2.

Безразмерные комплексы n_1, \dots, n_4 модели 3.6 вычисляются по формулам:

$$n_1 = \frac{Q^0 R_g \langle T \rangle \langle Z \rangle}{S p_c c_*}, \quad n_2 = \frac{S p_c}{Q^0 c_*}, \quad (28)$$

$$n_3 = n_1 \frac{\lambda l_x}{4R}, \quad n_4 = \frac{T_c Z_c}{\langle T \rangle \langle Z \rangle}.$$

В окрестности сечения газопровода (с безразмерной координатой $l_a = z_a/l_x$), содержащего локальную утечку газа, размерное уравнение (24) со слагаемым, моделирующим сток газа, в безразмерном виде для принятых характерных величин в терминах давления и удельного расхода преобразуется в следующее уравнение:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + n_1 \frac{\partial w}{\partial z} = -n_1 q_b. \quad (29)$$

Безразмерный комплекс n_1 определен в формулах (28), безразмерная величина q_b равна:

$$q_b = \frac{\gamma l_x}{\delta z}, \quad \gamma = \frac{\delta Q}{Q^0}.$$

Краевые условия для системы уравнений модели 3.6

Если до возникновения утечки газа штатный режим течения был установившимся, то в качестве начальных условий при $t = 0$ для нестационарной изотермической модели 3.6 задаются следующие начальные условия: постоянство удельного расхода вдоль газопровода и распределение давления, рассчитанное по изотермическому приближению модели 2. В безразмерной форме эти условия имеют вид:

$$t = 0, \quad z \in [0, \hat{L}], \quad w_0(z) = 1, \quad p_{0i}(z) = \sqrt{p_0^2 - 2c_1 z}. \quad (30)$$

Безразмерный комплекс c_1 равен:

$$c_1 = \left(\frac{Q^0}{S} \right)^2 \frac{\lambda l_x}{4R} \frac{R_g \langle T \rangle \langle Z \rangle}{p_c^2}, \quad (31)$$

Здесь и далее $\hat{L} = L/l_x$.

Задание граничных условий для квазилинейной гиперболической системы уравнений (25–27), которые обеспечили бы существование и единственность ее решения, как известно [12], не может быть произвольным. В рассматриваемом круге задач скорость потока положительная и дозвуковая, поэтому на входе в газопровод и на выходе из него должна быть задана одна и только одна из функций – либо давление p , либо удельный расход w . Рассматривались разные варианты задания граничных условий.

В настоящей работе приведены примеры решения системы уравнений (25–27) при возникновении утечки малой и средней интенсивности при следующих вариантах задания давления на входе и на выходе:

1) $p_{z=0} = p_0$, $p_{\hat{L}} = p_1$; 2) $p_{z=0} = p_0$, $p_{\hat{L}} = p_2(t)$.

Линеаризация модели неустановившегося течения

В работе [13] предложена линеаризация уравнения баланса импульса (26), основанная на замене нелинейного слагаемого в правой части размерного варианта этого уравнения линейным слагаемым:

$$\frac{\lambda \rho u^2}{4R} = \frac{\lambda u w}{4R} \approx \left(\frac{\lambda(u)}{4R} \right) w,$$

здесь $\langle u \rangle$ – средняя скорость потока. Безразмерное линеаризованное уравнение баланса импульса (26) принимает вид (волна у безразмерных величин опущена):

$$\frac{\partial w}{\partial t} + n_2 \frac{\partial p}{\partial z} + n_5 w = 0. \quad (32)$$

Безразмерный комплекс n_5 равен:

$$n_5 = \frac{\lambda \langle u \rangle l_x}{4R c_*}.$$

Линеаризованная система уравнений (25), (32), (27) для некоторых вариантов краевых условий допускает аналитическое решение, полученное в работе [13]. Не умаляя ценности аналитического решения для тестирования предлагаемых методов численного решения, отметим следующее. Для ряда характерных параметров задачи транспортировки газа (например, приведенных далее (33)) расчет по исходной системе уравнений (25–27) существенно отличается от расчета по линеаризованной системе (25), (32), (27), поэтому в расчетах использовалась нелинейная модель неустановившегося течения в газопроводе (25–27).

Численное решение системы уравнений модели неустановившегося течения при возникновении утечки газа

Опыт решения нестационарных неизолированных задач о течениях в газопроводах средних и сверхвысоких давлений [1] свидетельствует о том, что для численного решения этих задач может быть использована модифицированная явная двухшаговая схема Лакса–Вендроффа, которая имеет второй порядок точности по z и по t в области гладкости решения и требует соблюдения ограничения на величину шага по времени, следующего из критерия Куранта–Фридрихса–Леви. Как известно, схемы типа Лакса–Вендроффа просты в реализации, экономичны и допускают распараллеливание. Известным недостатком этих схем является немонокотность, проявляющаяся в появлении нефизических осцилляций численного решения (особенно в области резких изменений сеточных функций), однако эти осцилляции проявляются в сравнительно узкой области и не приводят к неустойчивости счета. Во всех предыдущих расчетах по схеме типа Лакса–Вендроффа, приведенных в книге [1], осцилляции не вносили существенной погрешности в решение, т.к. их модуль был пренебрежимо мал по сравнению с абсолютной величиной рассчитываемых величин.

Известно большое количество монотонных численных схем решения квазилинейных гиперболических систем [12]. Все они имеют свои достоинства и недостатки, обзор и анализ этих схем содержится в книге [12]. В настоящей работе модифицированная схема Лакса–Вендроффа (алгоритм которой применительно к задачам транспортировки газа подробно описан в книге [1]) использовалась для численного решения системы уравнений (25–27) в области гладких решений, в области утечки газа вместо уравнения (25) на первом и на втором шагах схемы Лакса–Вендроффа использовалась численная аппроксимация уравнения (29), величины давления на границах области утечки полагались равными.

ФАКТЫ

Точность расчета

на практике лимитируется точностью измерительной аппаратуры

Утечка газа

малой и средней интенсивности обнаруживается модельными методами посредством решения прямой и обратной задач по модели неустановившегося течения, обусловленного возникновением утечки газа

Примеры расчетов

Расчеты проводились по созданному ПК «ТранS-APL», включающему: 1) программу расчета неизолированных и изотермических установившихся течений как в штатном режиме, так и при наличии утечки малой и средней интенсивности при средних давлениях; 2) программу расчета при средних давлениях неустановившихся изотермических течений с заданной утечкой газа, основанную на модифицированной схеме Лакса–Вендроффа. Для тестовых расчетов использовался следующий набор неизменных параметров задачи:

$$R = 0,4 \text{ м}, \quad Q^0 = 150 \frac{\text{кг}}{\text{с}},$$

$$T^* = 278,15 \text{ К}, \quad L = 125 \text{ км},$$

$$\langle \lambda \rangle = 0,0089, \quad \beta = 5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \text{ К}}, \quad (33)$$

$$p_e = 90 \text{ атм}, \quad T_e = 278,15 \text{ К},$$

$$T_c = 193,7 \text{ К}, \quad p_c = 45,376 \text{ атм},$$

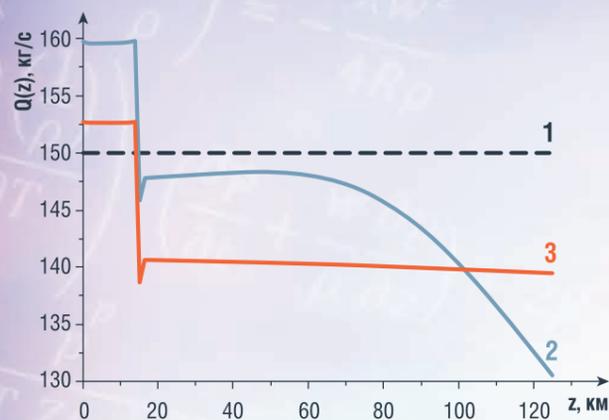
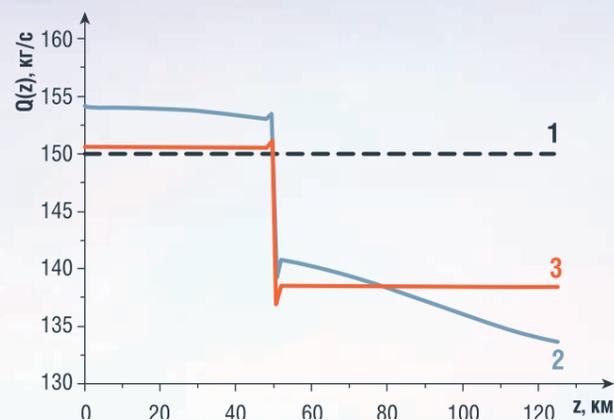
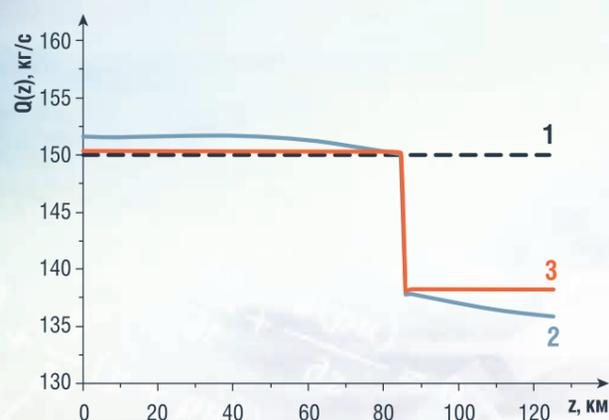
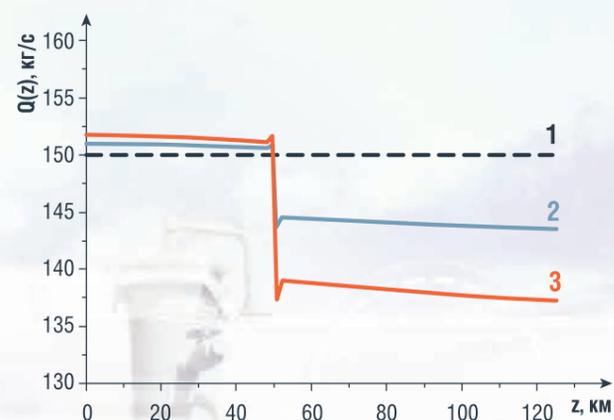
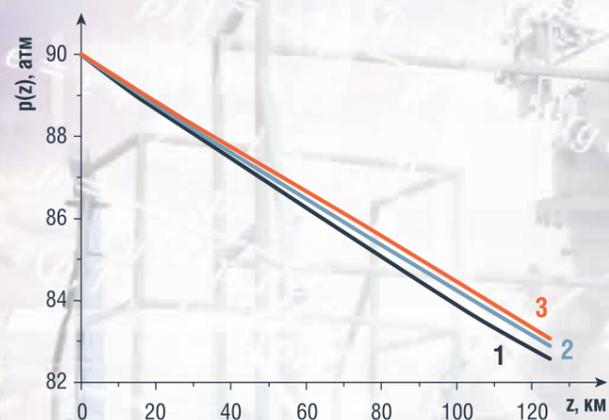
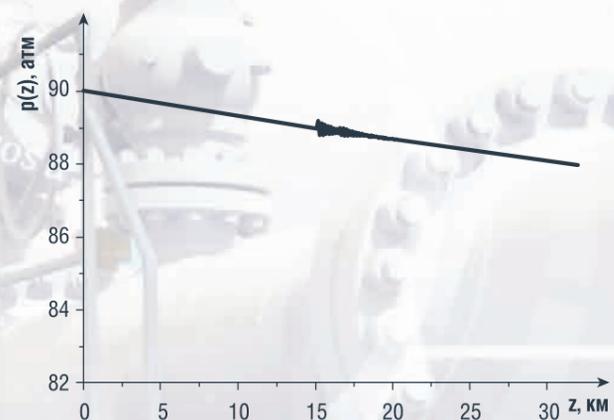
$$R_g = 493,501 \frac{\text{Дж}}{\text{кг К}}.$$

Критические температура T_c и давление p_c , а также газовая постоянная R_g в (33) соответствуют смеси газов из 12 компонент с преобладанием метана [1].

Варьировались величина утечки δQ и ее местоположение. Для системы уравнений (25–27) граничное условие на входе имело вид: $p_{z=0} = p_0$, граничное условие на выходе из газопровода задавалось равенством: $p_{\hat{L}} = p_2(t)$.

Поведение безразмерного давления $p_2(t)$ на выходе из газопровода длиной 125 км рассчитывалось из решения соответствующей нестационарной задачи для газопровода длиной L_2 км с тем же граничным условием для безразмерного давления на входе $p_{z=0} = p_0$, но с постоянным граничным условием для безразмерного давления на выходе из газопровода: $p_{\hat{L}_2} = p_k$, $\hat{L}_2 = L_2/l_x$. Величины новой длины L_2 газопровода и постоянного безразмерного давления p_k на его конце определялись в результате численного эксперимента таким образом, чтобы при том же начальном условии (30), при той же утечке газа минимизировать зависимость функции $p_2(t)$ от величины L_2 и обеспечить при $t \rightarrow \infty$ в новом установившемся режиме при наличии заданной утечки выполнение условия:

$$p_2(t)|_{t \rightarrow \infty} \rightarrow p_{izt},$$

РИСУНОК 1. Распределение массового расхода газа при утечке $\delta Q = 12$ кг/с в $Z_a = 15$ кмРИСУНОК 2. Распределение массового расхода газа при утечке $\delta Q = 12$ кг/с в $Z_a = 50$ кмРИСУНОК 3. Распределение массового расхода газа при утечке $\delta Q = 12$ кг/с в $Z_a = 85$ кмРИСУНОК 4. Распределение массового расхода газа при разных значениях утечки $\delta Q = 6$ кг/с (2) и $\delta Q = 12$ кг/с (3) в $Z_a = 50$ кмРИСУНОК 5. Распределение давления газа при утечке $\delta Q = 12$ кг/с в $Z_a = 15$ кмРИСУНОК 6. Распределение давления газа при утечке $\delta Q = 12$ кг/с в $Z_a = 15$ км на интервале 30 км

здесь p_{izt} – безразмерное давление, рассчитанное в сечении газопровода $L = 125$ км по модели изотермического установившегося течения при заданной утечке газа, равное:

$$p_{izt} = \left(p_0^2 - 2c_1 l_a - 2c_2 (\hat{L} - l_a) \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (34)$$

безразмерный комплекс c_1 определен равенством (31), безразмерный комплекс c_2 равен:

$$c_2 = \left(\frac{Q^0 - \delta Q}{S} \right) \frac{\lambda l_x R_g \langle T \rangle \langle Z \rangle}{4R p_c^2}.$$

Примеры тестовых расчетов представлены на рис. 1–6. На рис. 1–3 приведены данные расчета распределений массового расхода $Q(z, t)$ вдоль газопровода при утечке газа с массовым расходом $\delta Q = 12$ кг/с. Данные рис. 1 соответствуют утечке газа, расположенной в сечении

с координатой $Z_a = 15$ км, данные рис. 2 – $Z_a = 50$ км, данные рис. 3 – $Z_a = 85$ км. На рис. 1–3 кривая «1» соответствует моменту времени $t = 0$ мин, кривая «2» – $t = 10$ мин, кривая «3» – $t = 60$ мин.

Рис. 4 иллюстрирует зависимость распределения массового расхода газа $Q(z, t)$ от интенсивности утечки (кривая «1» соответствует постоянному начальному расходу газа). Кривые «2» и «3» соответствуют моменту времени $t = 25$ мин, распределение массового расхода газа при утечке $\delta Q = 12$ кг/с представлено кривой «3», при утечке $\delta Q = 6$ кг/с – кривой «2».

На рис. 5 приведены распределения давления $p(z, t)$ в газопроводе при утечке с массовым расходом $\delta Q = 12$ кг/с в сечении с координатой $Z_a = 15$ км в разные моменты времени. Распределение давления «1» соответствует моменту времени $t = 10$ мин, распределение «2» – $t = 25$ мин, распределение «3» – $t = 120$ мин.

Рис. 6 служит иллюстрацией немонотонности величин, рассчитанных по модифицированной схеме Лакса–Вендроффа. Расчет представлен для утечки газа средней интенсивности с массовым расходом $\delta Q = 12$ кг/с в сечении газопровода с координатой $Z_a = 15$ км. Масштаб по оси абсцисс на рис. 6 изменен с тем, чтобы осцилляции стали заметнее.

Из проведенных тестовых расчетов, часть из которых представлена на рис. 1–6, следует, что с течением времени профили распределений расхода газа стабилизируются как при малых утечках (порядка $\delta Q = 6$ кг/с), так и при средних утечках (порядка $\delta Q = 12$ кг/с) (при начальном массовом расходе газа, равном $Q = 150$ кг/с). Время стабилизации, как и следует ожидать, увеличивается с увеличением интенсивности утечки. Из рис. 5 видно, что распределение давления, а также его величина на конце газопровода относительно мало изменяются при малых и средних утечках газа. Из рис. 6 следует, что даже при утечках газа средней интенсивности величина осцилляции относительно незначительна и ее проявление ограничено небольшой областью.

Выводы

Для газопроводов средних давлений (до 100 атм) в работе представлен расчет по ПК «ТранS-APL» характеристик неустановившихся течений, возникающих в нештатных ситуациях, обусловленных появлением утечки газа.

Для широкого круга задач, представляющих практический интерес, обоснована допустимость использования упрощенной нестационарной модели течения при утечке малой или средней интенсивности.

Предложен экономичный и простой в реализации метод численного решения системы уравнений модели при наличии утечки. Метод основан на модифицированной схеме Лакса–Вендроффа. Приведенные примеры расчетов этим методом распределений давления и расхода в газопроводе при наличии утечек разной интенсивности и расположенных в разных местах газопровода демонстрируют допустимость использования явных схем, типа схем Лакса–Вендроффа, для рассмотренного круга задач.

ФАКТЫ

Численные расчеты

продемонстрировали большую инертность определяемых параметров утечки от температуры

Схема Лакса-Вендроффа

может быть использована для численного решения задач о течениях в газопроводах средних и сверхвысоких давлений

Проведенное в работе исследование позволяет существенно упростить оперативное обнаружение места утечки газа. Решение этой задачи выходит за рамки настоящей статьи.

Предложенные нестационарная модель и метод численного решения системы уравнений модели допускают обобщение на газопроводы сверхвысоких давлений (свыше 200 атм) и на задачи, в которых необходим учет неизотермичности процессов.

Литература

1. Курбатова Г.И., Ермолаева Н.Н., Филиппов В.Б., Филиппов К.Б. Проектирование газопроводов в северных морях. Санкт-Петербург: Лань, – 2020. – 352 с.
2. Курбатова Г.И., Клемешев В.А. & Филиппов К.Б. Цифровые модели подводных трубопроводов в северных морях. Деловой журнал «Neftegaz.RU». 2022. № 1 (121). С. 72–77.
3. Васильев О.Ф., Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф., Каниболотский М.А. Неизотермическое течение газа в трубах. – Новосибирск: Наука СО, – 1978. – 128 с.
4. Сулейманов В.А. Некоторые вопросы термодинамики процесса трубопроводного транспорта природного газа // Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. 2022. № 2 (51). С. 29–45.
5. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Недра, 2017. – 476 с.
6. Курбатова Г.И., Клемешев В.А., Егоров Н.В. О возможности использования упрощенных моделей для определения места утечки в газопроводе. Журнал технической физики, 2022. Том 92. Вып. 10. С. 1509–1516.
7. Курбатова Г.И., Клемешев В.А. Математический аппарат обнаружения места утечки в газопроводах. Математическое моделирование, 2021. 33 (8). С. 27–41.
8. Курбатова, Галина Ибрагимовна; Клемешев, Владимир Алексеевич. Идентификация места утечки газа малой и средней интенсивности в газопроводах средних и сверхвысоких давлений. Вестник Санкт-Петербургского университета. Прикладная математика. Информатика. Процессы управления. 2023. Том 19. № 2. С. 218–232.
9. Курбатова Г.И., Виноградова Е.М. & Клемешев В.А. Анализ упрощенных моделей транспортировки газа, расчет местоположения утечки газа в трубопроводе. Вестник Санкт-Петербургского университета. Прикладная математика. Информатика. Процессы управления. 2022. Т. 18. Вып. 2, с. 239–252.
10. В.Ф. Куропатенко, И.Р. Макеева. Исследование дистракции разрывов в методах расчета ударных волн // Математическое моделирование. 2006. Т. 18. № 3. С. 120–128.
11. Коршунов С. Идентификация утечек газа. Магистральные газопроводы высокого давления. Саарбрюккен: Lambert Academic Publ., 2014. 218–с.
12. Куликовский А.Г., Погорелов Н.В., Семенов А.Ю. Математические вопросы численного решения гиперболических систем уравнений. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2012. 656 с.
13. Лаптева Т.И., Мансуров М.Н. Обнаружение утечек при неустановившемся течении в трубах // Нефтегазовое дело, 2, 1 (2006). [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/view/obnaruzhenie-utechek-pri-neustanovivshemsya-techenii-v-trubax> – 28.04.2024.

KEYWORDS: gas pipelines, software package, unsteady flow models, leak, numerical solution.

ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТЕГИЙ РАЗРАБОТКИ ГРУППЫ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: моделирование и оптимизация

НЕОБХОДИМОСТЬ ОСВОЕНИЯ НОВЫХ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ В УСЛОВИЯХ НЕСТАБИЛЬНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СРЕДЫ ДИКТУЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ АНАЛИЗА ДОЛГОСРОЧНЫХ ПЕРСПЕКТИВ ИХ РАЗВИТИЯ. РАССМАТРИВАЮТСЯ МАТЕМАТИЧЕСКИЙ АППАРАТ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТЕГИЙ РАЗРАБОТКИ ГРУППЫ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ СОВМЕСТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, ДИСКРЕТНОЙ И МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ, НЕЧЕТКОЙ МАТЕМАТИКИ

THE UNSTABLE ECONOMIC CONDITIONS DICTATE THE NEED OF DEVELOPMENT OF NEW GAS PRODUCTION REGIONS AND THE ANALYSIS OF LONG-TERM PROSPECTS OF THEIR OPERATION. THE MATHEMATICAL APPARATUS AND SOFTWARE PROVIDING FORMING THE STRATEGY OF DEVELOPMENT OF GAS FIELDS GROUP ON THE BASIS OF JOINT USE OF SIMULATION, DISCRETE AND MULTICRITERIA OPTIMIZATION, FUZZY MATHEMATICS ARE CONSIDERED IN ARTICLE

Ключевые слова: группа газовых месторождений, стратегия разработки, имитационное моделирование, дискретная оптимизация, многокритериальная оптимизация, нечеткая математика, автоматизированные системы планирования.

Соломатин Александр Николаевич

руководитель отдела Математические методы регионального программирования, Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» РАН, ведущий научный сотрудник, к.ф.-м.н.

Настоящая работа находится в русле основных направлений исследований отдела математических методов регионального программирования ФИЦ ИУ РАН, где в течение нескольких десятилетий ведутся работы по решению задач комплексного освоения территорий. В рамках концепции регионального программирования [1] были разработаны модели, методы и

алгоритмы, созданы программные комплексы для решения задач перспективного планирования газо- и нефтедобывающих регионов [2], проектирования генеральных схем освоения нефтяных и газовых месторождений и т.д.

Актуальность перспективного планирования и прогнозирования в газовой отрасли связана с необходимостью анализа долгосрочных перспектив добычи газа и экономической эффективности добычи,

в первую очередь для принятия стратегических управленческих решений по освоению новых газодобывающих регионов, в первую очередь на востоке и севере страны.

В существующих работах по моделированию разработки газовых месторождений [3] обычно детально рассматриваются технологические и технические аспекты разработки отдельных месторождений, включая трехмерное моделирование газоносного пласта. Наоборот, в работах [2, 4, 5] рассматривается моделирование по укрупненным показателям технико-экономических аспектов разработки групп месторождений.

Имитационная модель группы газовых месторождений

Основным объектом исследования является группа газовых месторождений (региона или газодобывающего предприятия), разработка и эксплуатация которых рассматривается по укрупненным показателям на достаточно длительном интервале времени. Стратегия разработки группы месторождений должна отвечать на вопрос, как при заданных потребностях и имеющихся возможностях следует организовать процесс добычи газа, т.е. какие месторождения, в какие сроки и в каком темпе разрабатывать, какие для этого потребуются затраты и т.д.

Была разработана математическая модель функционирования газового месторождения в виде системы дифференциальных уравнений [4]:

$$\begin{aligned} \dot{V}(t) &= -N(t)q(t) = -Q(t), \\ \dot{q}(t) &= \begin{cases} 0, & V(t) \geq \bar{V} \\ -\frac{q^0}{\bar{V}} N(t)q(t), & V(t) < \bar{V}, \end{cases} \\ \dot{N}(t) &= n(t) \end{aligned}$$

при начальных условиях

$$V^0 \geq \bar{V} > 0, q^0 > 0, N^0 \geq 0.$$

Здесь T – длина планового периода; $t = 0, T$

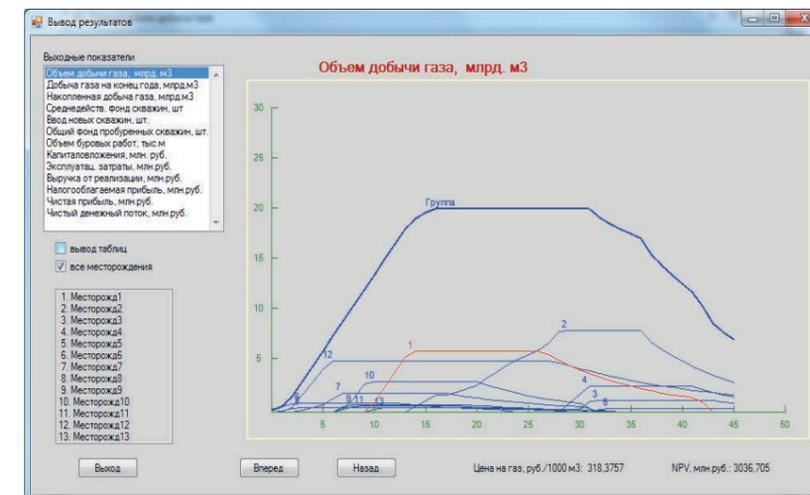
$V(t)$ – текущий извлекаемый запас газа на месторождении;

$N(t)$ – фонд добывающих скважин;

$q(t)$ – дебит скважин;

$n(t)$ – ввод новых скважин;

РИСУНОК 1. Динамика добычи газа по месторождениям группы



V^0, N^0, q^0 – соответствующие значения на начало планового периода;

$Q(t)$ – объем добычи газа;

\bar{V} – критический запас газа, при котором начинается падение добычи;

c – стоимость строительства одной скважины;

$K(t)$ – капитальные вложения, выделяемые в год на разработку месторождения.

Добыча газа вычисляется как $Q(t) = N(t)q(t)$; управлением является число скважин $n(t)$, вводимых в эксплуатацию в единицу времени, причем для $n(t)$ вводится ограничение $0 \leq cn(t) \leq K(t)$.

Задавая различную динамику разбухания месторождения $n(t)$, можно управлять динамикой поведения параметров разработки месторождения $N(t), q(t)$ и $V(t)$, получая различные варианты добычи.

Для группы газовых месторождений дополнительно задаются общие ограничения на капитальные вложения и на объем добычи газа по группе:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^m c_j n_j(t) &\leq K(t), \quad n_j(t) \geq 0, \\ \sum_{j=1}^m Q_j(t) &\leq P(t). \end{aligned}$$

где m – количество месторождений в группе, $j = \overline{1, m}$;

$P(t)$ – план добычи газа по группе месторождений,

$Q_j(t), n_j(t)$ – соответственно, добыча газа и ввод новых скважин на j -м месторождении.

На основе аналитической модели была разработана имитационная модель с дискретным временем и многошаговый алгоритм [4], который позволяет распределить план добычи для группы месторождений $P(t)$ в динамике между отдельными месторождениями, вводимыми в заданном порядке (рис. 1), т.е. определить сроки, темпы ввода месторождений в эксплуатацию и динамику добычи на месторождениях. Управлениями являются план добычи $P(t)$ и порядок ввода месторождений в эксплуатацию.

Алгоритм для каждого года $t = 0, T$ пытается выполнить план добычи $P(t)$, «набирая» его из объемов добычи $Q_j(t)$ отдельных месторождений с номерами $j = \overline{1, m}$, вводимых в заданном порядке и в общем виде работает следующим образом.

Если для первого года планового периода $P(1) < \bar{Q}$, то план может быть выполнен за счет первого месторождения и $Q_1(t) = P(t)$. Если в год $t^* > 1$ окажется, что $P(t^*) \geq \bar{Q}$, то надо положить $Q_1(t^*) = \bar{Q}$ и начать разработку следующего месторождения. Добыча на первом месторождении уже не зависит от плана добычи по группе. После определения $Q_1(t)$ для всех лет планового периода можно скорректировать план по группе месторождений: $P_1(t) = P(t) - Q_1(t)$.

Далее аналогичные действия производятся для второго месторождения и т.д.

При этом вид кривой добычи определяется исходя из таких параметров, как максимальный процент прироста добычи за год, процент отбора запасов, при котором начинается падение добычи, максимально допустимые уровни добычи, вид функции, определяющей закон падения дебитов и т.д.

В целом алгоритм состоит из 32 этапов, объединенных в три части, каждая из которых выполняется для отдельного года планового периода $t \in \{0, 1, \dots, T\}$.

Часть I. Вместо $Q_j(t)$ рассчитываются некоторые предварительные значения $y_j(t)$, чтобы избежать превышения плана добычи, выполненного при помощи месторождений с номерами от 1 до j^* , в силу необходимости учета проекта разработки для какого-либо месторождения с номером $j > j^*$; $y_j(t)$ являются минимально возможными уровнями годовой добычи.

Часть II. Проверяется возможность увеличения предварительных значений объемов добычи $y_j(t)$ с целью выполнения плана добычи $P(t)$.

Часть III. Для месторождений, вышедших на «полку», можно рассчитать уровни добычи до конца планового периода и исключить эти месторождения из рассмотрения, так как эти уровни определяются только закономерностями функционирования месторождения (нахождение на «полке», а потом падение добычи по экспоненциальному закону) и не зависят от плана добычи по группе.

Расчет уровней добычи газа может производиться с учетом ограничений, налагаемых топологией сети трубопроводов и пропускными способностями звеньев; также учитывается наличие запасов различных категорий, наличие имеющихся проектов разработки, различные режимы дебитов.

Экономико-математическую модель разработки группы газовых месторождений дополняют методики расчета показателей добычи и транспорта газа, которые рассчитываются

в динамике в дискретном времени (с шагом в один год) для каждого месторождения [2, 4, 5]. Основой для расчетов является динамика добычи газа по месторождениям, а также входная информация – технологические данные на начало планового периода, топология сети трубопроводов, глубины скважин, цены на газ, удельные, нормативные данные и т.д.

Определяются следующие виды показателей:

- технологические показатели добычи газа – накопленная добыча газа, добыча на конец года, дебиты скважин, пластовые давления, общий и среднедействующий фонд скважин, ввод новых скважин, объем буровых работ;
- технологические показатели транспорта газа – потоки газа в звеньях трубопроводной сети, стандартные диаметры звеньев трубопроводов, количество ниток трубопроводов и годы начала их строительства, количество и сроки ввода в эксплуатацию дожимных компрессорных станций;
- показатели развития социальной инфраструктуры – численность работающих и населения, потребность в жилом фонде и вложениях в социальную инфраструктуру;
- экономические показатели добычи и транспорта газа – капиталовложения различных видов и эксплуатационные затраты на добычу и транспорт газа;
- показатели экономической деятельности газодобывающего предприятия – выручка от реализации газа, налогооблагаемая и чистая прибыль, амортизационные и налоговые отчисления, чистый денежный поток, а также агрегированные показатели – NPV, период окупаемости, точка безубыточности;
- показатели финансового положения предприятия – показатели ликвидности, устойчивости финансового положения, оборачиваемости средств и рентабельности.

Цена на газ, обеспечивающая заданную внутреннюю норму доходности газодобывающего общества, находится из численного

решения методом Ньютона уравнения для определения чистого дисконтированного дохода.

Оптимизация накопленной добычи газа

В условиях рыночной экономики план добычи для группы месторождений нельзя считать заданным, и возникает задача оптимизации стратегий разработки группы месторождений [2, 6]. Важнейшим критерием является накопленная добыча газа; максимизация накопленной добычи – это удовлетворение спроса на газ, валютная выручка и эффективное использование запасов. Но чистая стратегия максимизации накопленной добычи является весьма затратной (большие объемы буровых работ) и неэффективной с точки зрения транспорта газа. Поэтому ищется не только оптимальное решение для данного критерия, но и множество близких к нему решений, что позволяет далее проводить многокритериальную оптимизацию по дополнительным критериям.

Имитационный характер модели группы месторождений не позволяет задать целевую функцию и ограничения оптимизационной задачи аналитически. Поэтому непрерывная задача оптимизации накопленной добычи сводится к дискретной за счет введения равномерной сетки с параметрами (m, n) , покрывающей область выхода траекторий планов добычи по группе на «полку», где m – количество узлов сетки по оси ОХ (максимальное количество лет выхода добычи на «полку»), а n – количество узлов по оси ОУ (количество уровней добычи). Решение задачи ищется на конечном множестве G допустимых траекторий планов добычи по группе, проходящих через узлы такой сетки. Это – целочисленные векторы планов вида $y = (y_1, y_2, \dots, y_m) \in G$ такие, что $y_j \in \{1, 2, \dots, n\}$, $j = \overline{1, m}$ и $y_j \leq y_{j+1}$, $j = \overline{1, m-1}$ (в силу неубывания планов добычи до выхода на «полку»).

Необходимо найти такое решение $y^* \in G$, что

$$f(y^*) = \max_{y \in G} f(y),$$

а также множество решений N , близких к оптимальному, такое, что

$$f(y) \geq f(y^*) - R, \quad y \in N \subset G,$$

где f – функционал накопленной добычи по группе, а $R > 0$ – заданная величина.

Область допустимых решений можно сузить за счет использования таких ограничений на варианты планов, как задаваемые ЛПР верхнее и нижнее ограничения на траектории планов, траектория максимально крутого выхода плана добычи по группе на «полку», накопленная добыча по группе на начало планового периода.

Для решения оптимизационной задачи используется модифицированный метод ветвей и границ [1], позволяющий находить не только оптимальное, но близкие к нему по значению функционала накопленной добычи решения из N .

Разбиение множества решений G на подмножества и формирование векторов планов производятся справа налево – от конца временного периода выхода на «полку». Тогда в каждом подмножестве разбиения $G_{j,i}$ будут находиться векторы планов, у которых правые части совпадают, а левые – не определены (различаются) вплоть до окончания процесса порождения векторов планов, т.е. для любых $y^1, y^2 \in G_{j,i}$ справедливо $y_i^1 = y_i^2$, $t \leq j$ и $y_j^1 = y_j^2 = i$.

Определяются оценочная функция добычи $Q_y^*(t)$ и оценочная функция накопленной добычи $f^*(y)$ такие, что для любого плана $y \in G$ и $t \in [0, T]$ справедливо $Q_y^*(t) \geq Q_y(t)$, $f^*(y) \geq f(y)$ где $Q_y(t)$ – динамика добычи газа по группе. При этом $Q_y^*(t) = Q_y(t)$ до момента начала падения добычи по группе при уровне «полки» p и $Q_y^*(t) = p$ на этапе падающей добычи по группе.

На множестве G вводится отношение порядка (доминирования) \leq и доказывается, что оценочная функция $f^*(y)$ монотонна по y , т.е. из $y_1 \geq y_2$, $y_1, y_2 \in G$ следует $f^*(y_1) \geq f^*(y_2)$. Тогда в качестве верхней оценки $g(G_{j,i})$ произвольного подмножества $G_{j,i}$ используется оценочная функция $f^*(y)$ для доминирующего вектора плана $\bar{y}_{j,i} \in G_{j,i}$ такого, что ему соответствует самая верхняя траектория выхода плана добычи на «полку» среди всех

траекторий планов из $G_{j,i}$, то есть $g(G_{j,i}) = f^*(\bar{y}_{j,i})$, где $\bar{y}_{j,i} \geq y$ для $\bar{y}_{j,i} \in G_{j,i}$ и любого $y \in G_{j,i}$.

Наконец, доказывается основное условие применимости метода ветвей и границ: показывается, что функция $g(G_{j,i})$ на самом деле является оценкой (соответствует исходному функционалу $f(y)$ и быстро рассчитывается), является верхней оценкой и не возрастает по мере разбиения G на подмножества [6].

Предложенный подход совмещает достоинства традиционной и многокритериальной оптимизации, нивелируя их недостатки. Так, при традиционной оптимизации не для всякой задачи можно найти оптимальное решение за приемлемое время и не учитывается многокритериальность реальных задач. При этом нахождение точного оптимального решения по основному критерию не всегда оправдано, поскольку такое решение обычно неудовлетворительно по остальным критериям оценки решений.

Многокритериальная оптимизация

Для каждого варианта решений из множества близких работает имитационная модель группы месторождений, чтобы на основании выходных показателей модели рассчитать (как суммы по годам и по месторождениям) агрегированные показатели – критерии оценки данного варианта.

Средства многокритериальной оптимизации позволяют найти реальный (рациональный) [1] вариант стратегии развития группы месторождений как наилучший по заданным критериям, таким как объем накопленной добычи газа, величина и длина «полки», капиталовложения, чистая прибыль, цена на газ, NPV и т.д. Анализ и выбор вариантов производится при помощи стандартных методов, таких как нахождение множества Парето, линейная свертка значений критериев, поиск вариантов в окрестности идеальной точки и т.д. Сохраняется последовательность вложенных друг в друга множеств отобранных вариантов, поэтому всегда можно произвести откат к предыдущему уровню процесса и изменить его направление и/или параметры.

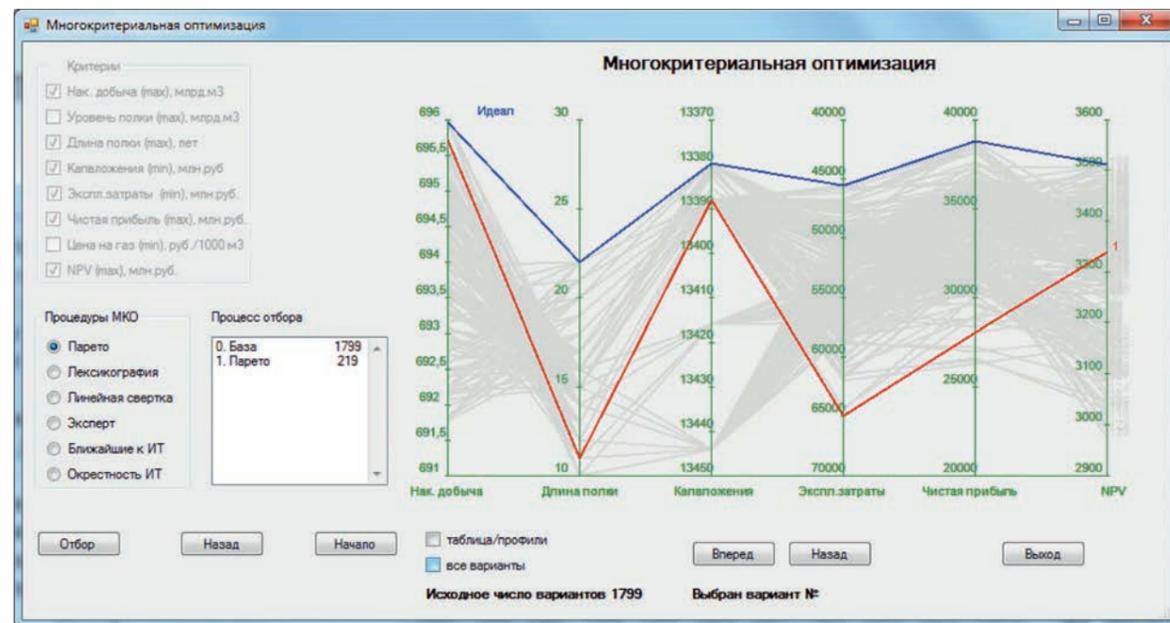
Окончательный вариант стратегии разработки группы месторождений выбирается ЛПР по неформализованным критериям оценки на основании визуального анализа результатов многокритериальной оптимизации в виде профилей. Каждому варианту соответствует ломаная, соединяющая значения различных критериев, причем критерии отображаются по оси ОХ, а их значения – по оси ОУ (рис. 2). После выбора ЛПР окончательного варианта стратегии для реализации вновь работает имитационная модель, формирующая полный комплекс показателей для данного варианта.

Учет неопределенности исходных данных

Неустрашимым качеством экономической среды является неопределенность, поэтому задачи моделирования и оптимизации разработки группы газовых месторождений должны решаться с учетом неопределенности исходных данных, таких как запасы газа, дебиты скважин, цены на газ и т.д. Хотя наиболее часто для учета неопределенности, в том числе, в нефтегазовой отрасли, применяют аппарат теории вероятностей, для рассматриваемых задач более адекватным является применение нечетких множеств по следующим причинам:

- применение классических вероятностей оправдано лишь для статистически однородных случайных событий, когда можно определить случайные величины с известными законами распределения и их параметрами;
- не требуется адекватного задания вида и параметров плотностей вероятности для недетерминированных исходных данных, что не всегда возможно;
- снимается проблема учета взаимной зависимости исходных данных, которая сама по себе является нечеткой и во многом определяется предпочтениями ЛПР;
- при использовании вероятностных моделей резко возрастает вычислительная сложность решаемых задач, особенно оптимизационных, из-за необходимости выполнять арифметические операции с плотностями вероятности случайных величин.

РИСУНОК 2. Результаты многокритериальной оптимизации в виде профилей



Как известно, под нечетким множеством понимается совокупность $A = \{u, \mu_A(u) \mid u \in U\}$, где U – универсальное множество, а $\mu_A(u)$ – функция принадлежности, которая характеризует степень принадлежности элемента нечеткому множеству A и принимает значения в некотором линейно упорядоченном множестве M – множестве принадлежности (обычно отрезок $[0, 1]$).

В приложениях широко используются нечеткие числа (обычно треугольные или трапециевидные) – нечеткие множества специального вида, имеющие функцию принадлежности в виде треугольника (трапеции), которая задается упорядоченной тройкой (четверкой) чисел, определяющих вершины этих геометрических фигур.

При этом функции принадлежности $\mu_A(u)$ нечеткого множества можно сопоставить некоторое характеризующее ее детерминированное значение при помощи одного из методов дефазификации, например, метода центра тяжести.

Неопределенность в подсчете запасов (ресурсов) газа различных категорий является наиболее значимой среди всех видов неопределенности исходных данных. Поэтому учитываются различные вопросы анализа запасов газа различных категорий

на основе использования аппарата нечетких множеств: системная модель категорий запасов, оценка достоверности запасов, модель движения газа по категориям запасов, проблемы суммирования запасов газа различных категорий и т.д.

При решении оптимизационных задач при помощи методов нечеткого программирования целевая функция и ограничения должны быть заданы аналитически, что невозможно из-за имитационного характера модели группы газовых месторождений. Поэтому предлагается сохранить общую схему решения, диалоговый интерфейс и программное обеспечение, реализованные для детерминированного случая [2, 5], заменив операции с детерминированными значениями на операции с нечеткими числами (так называемое нечеткое расширение детерминированной задачи).

Для эффективного ввода, хранения, обработки и вывода нечетких данных предлагаются следующие решения [7]:

- нечеткие исходные данные задаются по выбору пользователя лишь для некоторых месторождений и лишь для некоторых показателей;
- пользователь определяет тип вводимых данных – нечеткое

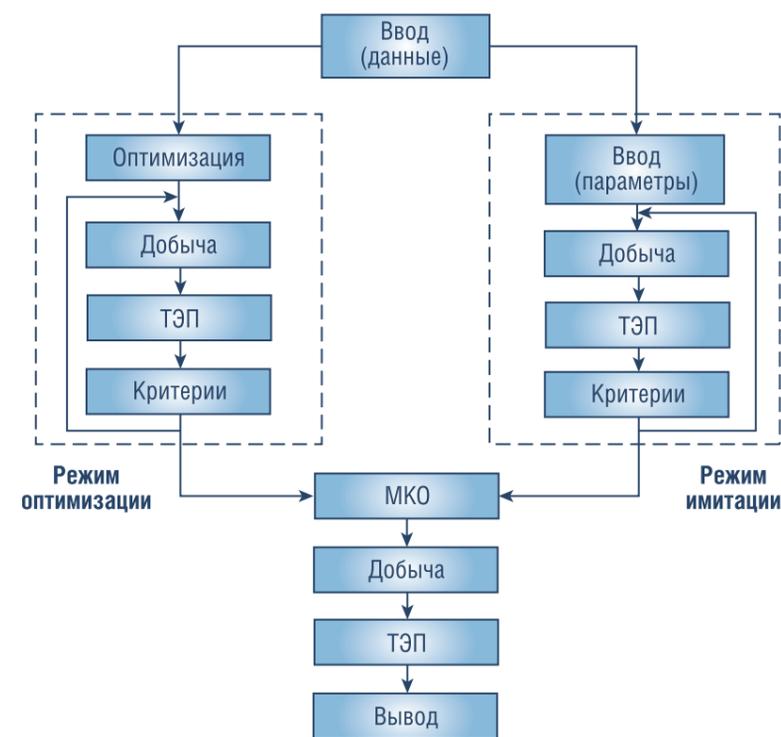
трапециевидное или треугольное число, интервальное число, детерминированное значение, а также параметры функции принадлежности нечеткого числа;

- все перечисленные типы данных хранятся в унифицированном формате с динамическим выбором способа их обработки;
- для сокращения времени расчетов при работе с нечеткими данными предлагается модификация программного кода и программная реализация арифметических операций над нечеткими числами на языке Ассемблера;
- выводимые на экран в виде таблиц и графиков результаты являются детерминированными результатами дефазификации, поэтому по желанию ЛПР для детального анализа могут выдаваться график и параметры функции принадлежности для каждого соответствующего нечеткого числа.

Вопросы программной реализации

Рассмотренный выше математический аппарат был реализован в Системе перспективного планирования добычи газа (СПДГ) [2, 4] и Системе моделирования и оптимизации добычи газа (СМОД) [2, 5], предназначенных для

РИСУНОК 3. Схема работы системы СМОД



формирования долгосрочных стратегий разработки группы газовых месторождений газодобывающего предприятия или региона по укрупненным показателям. Эти системы позволяют осуществлять комплексное планирование разработки группы месторождений на длительный промежуток времени по минимальной исходной информации за счет использования укрупненных нормативов. Системы учитывают возможную неоднородность информации для различных месторождений группы, позволяют получать качественно новые плановые решения, обеспечивают многовариантные расчеты и выбор реального плана для внедрения с использованием многокритериальной оптимизации.

Использование обеих систем целесообразно в следующих случаях: значительное количество месторождений в группе, долгосрочный период планирования, новые месторождения, минимальная и/или прогнозная информация о месторождениях, планирование по укрупненным показателям для принятия стратегических управленческих решений.

Система СПДГ была разработана по заказу Мингазпрома СССР

и в свое время широко использовалась при формировании долгосрочных планов разработки групп месторождений Западной и Восточной Сибири, Восточной Украины, шельфа Черного моря Ямбургского и Оренбургского месторождений.

Система СМОД была разработана по заказу ПАО «Газпром» на языке С# в инструментальной среде Visual Studio под Windows. В отличие от СПДГ, в этой системе добавлена возможность оптимизации по критерию максимума накопленной добычи, хотя не реализован расчет ТЭП транспорта газа. СМОД может работать в двух режимах: имитационном и оптимизационном, причем в обоих случаях формируется множество вариантов для последующей многокритериальной оптимизации. В режиме имитации варианты формируются при изменении управляющих параметров системы, а в режиме оптимизации – в результате решения задачи максимизации накопленной добычи газа.

На схеме работы СМОД (рис. 3) используются следующие обозначения: *Ввод* – ввод исходной информации, *Добыча* – определение динамики добычи газа по месторождениям,

ТЭП – расчет технико-экономических показателей добычи, *Критерии* – расчет критериев оценки вариантов, *Оптимизация* – решение задачи оптимизации накопленной добычи газа, *МКО* – многокритериальная оптимизация, *Вывод* – вывод результатов в форме таблиц и графиков.

Заключение

Успешное использование автоматизированных систем планирования для решения важнейших задач развития газового комплекса страны подтвердило адекватность разработанных имитационных и оптимизационных экономико-математических моделей, описывающих процесс разработки группы газовых месторождений, для нужд долгосрочных прогнозных расчетов по укрупненным показателям.

При дальнейшем развитии данной проблематики предполагаются программная реализация учета неопределенности исходных данных (в первую очередь, запасов газа различных категорий) и использование результатов моделирования как количественной базы при решении задач стратегического управления газодобывающим предприятием. ●

Литература

1. Хачатуров В.Р. Математические методы регионального программирования / В.Р. Хачатуров; ВЦ РАН. – М.: Наука, 1989. – 304 с.
2. Хачатуров В.Р. Планирование и проектирование освоения нефтегазодобывающих регионов и месторождений: Математические модели, методы, применение / В.Р. Хачатуров, А.Н. Соломатин, А.В. Злотов и др.; ФИЦ ИУ РАН. – М.: УРСС: ЛЕНАНД, 2015. – 304 с.
3. Вяжнев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Р.И. Вяжнев, Ю.П. Коротаев, Н.И. Кабанов. – М.: ОАО Издательство «Недра», 1998. – 479 с.
4. Маргулов Р.Д. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа / Р.Д. Маргулов, В.Р. Хачатуров, А.В. Федосеев; ВЦ РАН. – М.: Недр, 1992. – 287 с.
5. Соломатин А.Н. Моделирование и оптимизация разработки группы газовых месторождений / А.Н. Соломатин, В.Р. Хачатуров, А.К. Скиба // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – №1. – С. 56–59.
6. Соломатин А.Н. Решение оптимизационных задач при формировании стратегий разработки группы газовых месторождений / А.Н. Соломатин // Труды МФТИ. – 2019. – Т. 11, № 4. – С. 26–36.
7. Хачатуров В.Р. Планирование разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных / В.Р. Хачатуров, А.Н. Соломатин, А.К. Скиба // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – №2. – С. 20–23.

KEYWORDS: *group of gas fields, development strategy, simulation, discrete optimization, multicriteria optimization, fuzzy mathematics, computer-aided systems of planning.*

АЛГОРИТМЫ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ с применением физико- информированных нейронных сетей

**Пономарев
Роман Юрьевич**

менеджер отдела сопровождения
разработки месторождений
Восточного Увата,
ООО «ТННЦ»

**Зиазев
Рамиль Ришатович**

заместитель начальника управления
по геологии и разработке
месторождений, Самотлорнефтегаз,
ООО «ТННЦ»

**Лещенко
Антон Александрович**

главный специалист отдела
сопровождения разработки
месторождений Восточного Увата,
ООО «ТННЦ»

**Вершинин
Владимир Евгеньевич**

главный специалист, Управление по
геологии и разработке месторождений,
Сибнефтегаз, доцент кафедры
моделирования физических процессов
и систем, ФГАОУ ВО Тюменский
государственный университет

**Мигманов
Руслан Рамилевич**

главный специалист отдела сопровождения
разработки месторождений Восточного
Увата, ООО «ТННЦ»

**Ивлев
Михаил Игоревич**

главный специалист отдела сопровождения
разработки месторождений Восточного
Увата, ООО «ТННЦ»

АВТОРЫ ПРОВЕЛИ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАКАЧКИ НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ПО РАСПРЕДЕЛЕНИЮ ЗАКАЧКИ, ВЫЯВЛЕНЫ ДОСТОИНСТВА И ОГРАНИЧЕНИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ПРЕДПОСЫЛКИ ИНТЕГРАЦИИ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ В ПРОЦЕСС УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ. ВЫПОЛНЕНО ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ С РАЗЛИЧНЫМИ АРХИТЕКТУРАМИ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЫЯВЛЕНА ОПТИМАЛЬНАЯ АРХИТЕКТУРА НЕЙРОННОЙ СЕТИ, НА ОСНОВЕ КОТОРОЙ РАЗРАБОТАН ПРОТОТИП ИНСТРУМЕНТА ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ЗАКАЧКИ НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ ПРОТОТИПА

THE PURPOSE OF THE WORK IS TO STUDY THE APPLICABILITY OF NEURAL NETWORKS FOR SOLVING THE PROBLEM OF OPTIMAL INJECTION DISTRIBUTION AT INJECTION WELLS. THE WORK EXAMINES EXISTING METHODS FOR SOLVING THE PROBLEM OF INJECTION DISTRIBUTION, AND IDENTIFIES THE ADVANTAGES AND LIMITATIONS OF THEIR USE. THE PRECONDITIONS FOR THE INTEGRATION OF NEURAL NETWORKS INTO THE WATERFLOOD CONTROL PROCESS ARE ANALYZED. A STUDY ON THE APPLICABILITY OF NEURAL NETWORKS WITH VARIOUS ARCHITECTURES WAS CARRIED OUT. BASED ON THE RESULTS OF THE STUDY, THE OPTIMAL ARCHITECTURE OF THE NEURAL NETWORK WAS IDENTIFIED, AND IT SERVED AS THE BASIS FOR THE DEVELOPMENT OF A PROTOTYPE TOOL FOR REGULATING INJECTION AT INJECTION WELLS. THE RESULTS OF THE PROTOTYPE TESTING ARE PRESENTED

Ключевые слова: машинное обучение, нейронные сети, управление заводнением.

Различные методы машинного обучения с каждым днем все активнее применяются для решения задач, связанных с прогнозированием и оптимизацией технологических процессов. Нейронные сети определяют наличие сложных функциональных взаимосвязей между параметрами и в дальнейшем позволяют использовать полученную информацию для прогнозирования. В свою очередь, относительная простота вычислительной архитектуры нейронной сети значительно сокращает время вычисления прогнозных вариантов, что позволяет использовать ее в решении задач оптимизации закачки системы поддержания пластового давления (ППД).

Эффективное управление системой ППД является актуальной задачей для инженера-разработчика. Регулирование закачки нагнетательного фонда скважин – способ поддержания и увеличения базовых уровней добычи нефти на промысле. На месторождениях, находящихся на IV стадии разработки, оптимизация системы ППД остается одним из рентабельных способов увеличения нефтедобычи. Процесс управления заводнением характеризуют следующие особенности:

- Процесс заводнения – это инерционный процесс, характеризующий отклик по жидкости добывающей скважины на изменение закачки нагнетательной скважины, спустя определенный период времени – временной лаг;
- Динамика добычи нефти – нестационарный процесс, зависящий от выработки запасов;
- Наличие взаимосвязи между скважинами.

Данные особенности обуславливают выбор инструментов, которые применимы для управления процессом заводнения. Постановка задачи по оптимальному распределению закачки звучит следующим образом: определить такие целевые значения объемов закачки на каждой нагнетательной скважине, которые позволят максимизировать добычу нефти. Трудоемкость поставленной задачи связана с большим количеством фонда на месторождениях и, соответственно, огромным количеством вариантов

ФАКТЫ Процесс заводнения

– это инерционный процесс, характеризующий отклик по жидкости добывающей скважины на изменение закачки нагнетательной скважины, спустя определенный период времени

распределения закачки при текущих инфраструктурных ограничениях. В этих условиях поиск оптимального варианта становится нетривиальной задачей.

Методы управления закачкой на нефтяных месторождениях

Распространенными инструментами, способными решать задачи регулирования закачки на нагнетательных скважинах, являются 3D геолого-гидродинамические модели, 2D прокси-модели, CRM-модели и экспертный анализ. Рассмотрим преимущества и ограничения каждого из них.

Геолого-гидродинамическое моделирование (ГДМ) потенциально является наиболее точным и физически содержательным инструментом при условии отсутствия неопределенностей по части геологии, т.е. если предположить, что все параметры продуктивной залежи известны, то, адаптировав ГДМ, можно выполнить многовариантные расчеты с заданием разных уровней закачки на каждой нагнетательной скважине и тем самым определить оптимальные режимы для максимизации добычи нефти на залежи. Однако отсутствие надежной и детальной информации о природных пластах и некорректность обратной задачи адаптации модели на историю разработки [10] накладывают

ограничения в возможности решения поставленной задачи в ГДМ. Также важным ограничением является высокая трудоемкость построения и время счета ГДМ, что также ограничивает применение данного инструмента при решении оперативных задач регулирования закачки.

Прокси-моделирование – по сравнению с традиционными трехмерными гидродинамическими моделями, применяется уменьшение размерности и упрощенное описание физических пластовых процессов [10]. За счет таких упрощений снижается трудозатратность построения моделей и времязатратность на расчеты. Однако в этом случае инструмент становится менее точным и универсальным по сравнению с ГДМ (невозможность воспроизведения прорывов воды по высокопроницаемым каналам, подтягивание конусов воды и т.д.), а ограничения, связанные с неопределенностью по геологии месторождения, не нивелируются.

Одним из примеров прокси-модели является модель CRM, представляющая собой аналитическое решение уравнения материального баланса и позволяющая спрогнозировать динамику дебита жидкости при различных уровнях закачки [9]. Использование CRM имеет хорошие перспективы для решения поставленной задачи. Инструмент позволяет оперативно выявлять нагнетательные скважины с максимальным влиянием на добывающие скважины и решать задачу по перераспределению закачки. На текущий момент основным ограничением является применение сторонней модели обводненности, которая не всегда воспроизводит физически корректные результаты.

Альтернативным способом расчета оптимальных режимов работы нагнетательных скважин является применение нейросетевого моделирования [5, 11]. Нейросетевое моделирование – это метод машинного обучения, ключевой особенностью которого является процесс самообучения на экспериментальных данных. Нейронные сети – универсальный инструмент, и при достаточном количестве нейронов сеть способна аппроксимировать непрерывную функцию любой сложности [7]. При этом скорость вычисления остается высокой за счет относительной простоты математической структуры сети.

Методы нейросетевого моделирования могут быть успешно применены при:

- наличии неявных взаимосвязей между параметрами;
- наличии большого объема суточных замеряемых данных.

Нейронные сети показывают успешные результаты в прогнозировании временных рядов и в моделировании и оптимизации динамики технологических показателей работы добывающих скважин как на синтетических [2, 6], так и на реальных данных [1, 3, 8].

Ограничением метода являются высокие требования к исходному объему данных. Для получения качественных результатов требуется достаточно разнообразная и достоверная обучающая выборка. Вторым ограничением является невозможность достоверного прогнозирования за пределами обучающей выборки, т.к. метод в классическом представлении использует только статистические закономерности, выявленные в обучающей выборке,

ФАКТЫ

ГДМ

геолого-гидродинамическое моделирование, потенциально является наиболее точным и физически содержательным инструментом при условии отсутствия неопределенностей по части геологии

и не содержит в себе никакой дополнительной информации о физике процесса.

На текущий момент, несмотря на разнообразие инструментов для управления закачкой, наиболее распространенным способом определения оптимальных уровней закачки на зрелых месторождениях остается экспертный анализ с использованием аналитических инструментов на базе Excel или собственного программного обеспечения (например, ПО РН-КИН, применяемое в компании «ПАО «НК Роснефть»). К основным ограничениям можно отнести высокую трудоемкость подхода и, как следствие, относительно низкую оперативность принимаемых решений, а также зависимость результата от опыта и компетенций инженера.

Исследование применимости нейронных сетей с различными архитектурами для решения поставленной задачи

Выбор архитектуры нейронной сети является важным подготовительным этапом моделирования. Выбрать оптимальную модель можно двумя способами:

- 1) с помощью непосредственного тестирования различных видов нейронных моделей, с последующим анализом полученных результатов
- 2) исходя из инженерного анализа моделируемых процессов.

В первую очередь проанализирована специфика моделируемых процессов. Заводнение пласта – это инерционные процессы: изменение режима закачки на нагнетательной скважине отражается на динамике добывающей скважины через некоторое время – временной лаг. Такого рода задачи способны решать рекуррентные нейронные сети, а именно модели LSTM (Long Short Term Memory) и GRU (Gates Recurrent Unit).

Для подтверждения приведенного выше вывода проведено моделирование обводненности по двум скважинам в разных гидродинамических условиях: в высоко- и низкопроницаемых

РИСУНОК 1. Моделирование обводненности на высокопроницаемом коллекторе (200 мД)

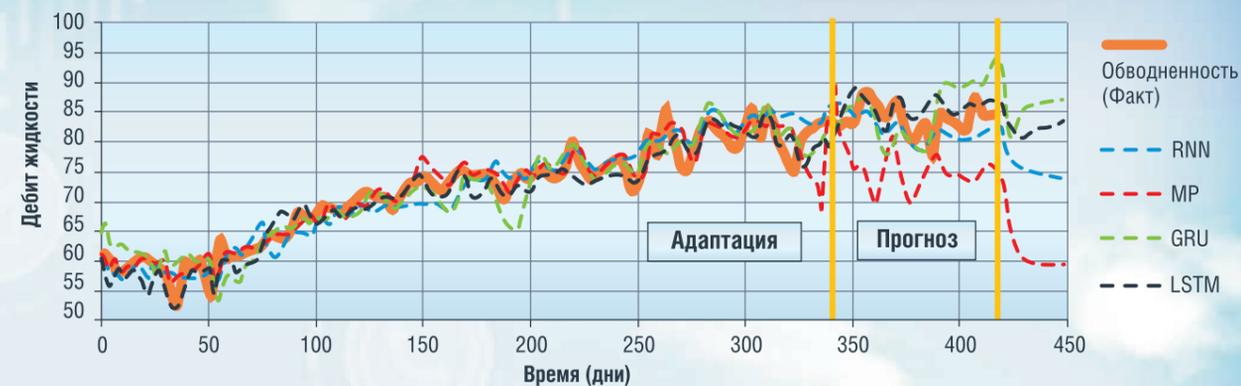
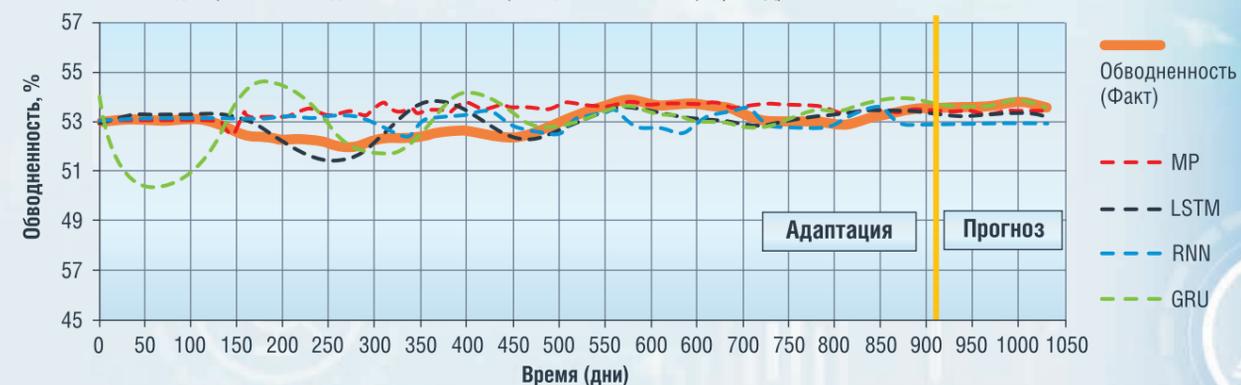


РИСУНОК 2. Моделирование обводненности на низкопроницаемом коллекторе (10 мД)



коллекторах. Проницаемость влияет на инерционность процессов – на низкопроницаемых коллекторах (10 мД) влияние между скважинами распространяется медленнее, чем на высокопроницаемых (200 мД). На рисунках 1–2 приведены примеры моделирования обводненности различными архитектурами нейронных сетей.

Значительное преимущество рекуррентных нейронных сетей (LSTM и GRU) заметно на низкопроницаемых коллекторах, где инерционность процессов значительно выше. Рекуррентные нейронные сети, обладающие внутренней памятью, воспроизводят тренды изменения обводненности в зависимости от изменения закачки на нагнетательной скважине. Две другие модели – многослойный перцептрон и RNN – не способны установить взаимосвязь между режимами закачки и обводненностью добываемой продукции из-за продолжительного запаздывания реакции между изменением режима закачки на нагнетательной скважине и изменением дебитов жидкости и нефти на добывающей.

Таким образом, рекуррентная нейронная сеть LSTM – перспективный метод для решения задач прогнозирования и оптимизации технологических процессов разработки месторождений. Однако у модели LSTM остаются ограничения, присущие всем нейронным сетям, а именно: при обучении в явном виде не учитывается физическая составляющая процесса, как следствие, модели не могут прогнозировать за пределами обучающей выборки. Наиболее критично это проявляется

ФАКТЫ

Прокси-моделирование

по сравнению с традиционными трехмерными гидродинамическими моделями, менее трудозатратно и более экономно по времени

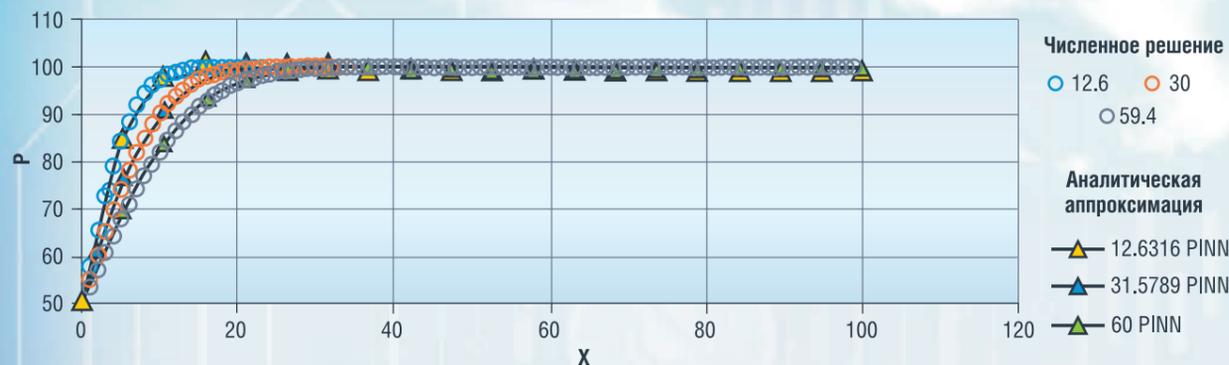
при обучении на малом наборе реальных данных – в ходе обучения могут возникать нефизические зависимости между параметрами.

Разработка физико-информированных нейронных сетей

Одним из возможных вариантов нивелирования, описанных ограничений является применение физико-информированных нейронных сетей [14]. Ключевой особенностью метода является учет при обучении нейронной сети математической модели фильтрации. В целевой функционал обучения добавляется дополнительно слагаемое, описывающее физику процесса.

Применим данный подход для моделирования притока дебита жидкости в добывающую скважину. Основным корректирующим уравнением будет использоваться дифференциальное уравнение распространения давления в упругой среде – уравнение пьезопроводности. Задача обучения нейронной сети формируется

РИСУНОК 3. Сопоставление нейросетевой аппроксимации с численным решением, где PINN – физико-информированная нейронная сеть



следующим образом: смоделировать пластовое давление [13] так, чтобы при расчете дебита жидкости через уравнение притока расчетный дебит жидкости соответствовал фактическому замеру, аналитический вид нейронной сети должен максимально удовлетворять решению уравнения пьезопроводности. Математическая форма записи итогового функционала обучения представлена ниже:

$$L = \left(\frac{\partial P}{\partial t} - a \frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\right)^2 + (Q_{\text{жид.факт}} - Q_{\text{жид.расчет}})^2 \rightarrow 0 \quad (1)$$

При таком подходе изменяется процедура обучения нейронной сети: веса модели рассчитываются так, чтобы воспроизвести фактическую динамику прогнозных показателей в соответствии с физическими законами явления, записанного в виде дифференциальных уравнений (уравнения пьезопроводности).

Проверка выполнения уравнения пьезопроводности с помощью нейронной сети производится с помощью прямой операции дифференцирования. Допустим, задача решается моделью двухслойного персептрона с гиперболическим тангенсом в роли функции активации. Математическая форма записи такой модели записывается вот так:

$$P(x, t) = W_y \cdot th(W_x \cdot (x, t) + b_x) + b_y \quad (2)$$

где th – гиперболический тангенс;

W_y, W_x, b_x, b_y – настроечные веса модели;

$P(x, t)$ – давление в точке x в момент времени t ;

Тогда производные t и x для подстановки в уравнение пьезопроводности будут выглядеть следующим образом:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = W_y \cdot th'(W_x \cdot (x, t) + b_x) \cdot W_x(2) \quad (3)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = W_y \cdot th''(W_x \cdot (x, t) + b_x) \cdot W_x^2(1) \quad (4)$$

Стоит отметить, что если в функционале (1) убрать слагаемое с фактическими замерами дебита жидкости, то нейронная сеть в процессе обучения аппроксимирует решение уравнения пьезопроводности.

Описанная выше концепция легла в расчетное ядро инструмента для управления заводнением. В основе расчетного ядра лежат две модели нейросетевого моделирования:

- Первая модель – физико-информированная нейронная сеть для моделирования притока

ФАКТЫ

CRM

– пример прокси-модели, представляющей собой аналитическое решение уравнения материального баланса, позволяет спрогнозировать динамику дебита жидкости при различных уровнях закачки

жидкости к добывающей скважине, которая основана на модели многослойного персептрона и позволяет моделировать распространение пластового давления через аппроксимацию уравнения пьезопроводности. Используя рассчитанные значения по пластовым и забойным давлениям, через уравнение притока рассчитывается дебит жидкости добывающей скважины. Параметры пласта, коэффициент продуктивности, коэффициент пьезопроводности подбираются в ходе обучения модели.

- Вторая модель – рекуррентная нейронная сеть LSTM для моделирования динамики обводненности продукции: модель позволяет учитывать временной лаг между параметрами и позволяет получить точный прогноз обводненности продукции до 90 дней.

В комплексе две модели образуют математический аппарат, позволяющий оперативно и более точно спрогнозировать и оптимизировать процессы заводнения пласта. Обозначенный гибридный подход при обучении нейронной сети позволяет усилить классическое обучение на данных с помощью математического аппарата физики фильтрации и повысить длительность и качество прогнозирования.

Описание разработанного прототипа на основе нейронных сетей

Для решения поставленной задачи был разработан прототип инструмента «АвтоБаланс» с набором различных модулей

с целью апробации использования технологий машинного обучения для управления системой ППД. Инструмент состоит из четырех основных модулей:

Модуль кластеризации скважин

Кластеризация предназначена для составления списков потенциально влияющих скважин на основании их геометрического расположения. Формирование кластеров осуществляется на основе применения алгоритма построения ячеек Вороного [12].

Входными данными для работы алгоритма являются координаты скважин (координаты точки входа в коллектор (T_1), координаты точки забоя скважин (T_3) и характер скважин. Координаты T_3 требуются для корректного поиска горизонтальных влияющих скважин.

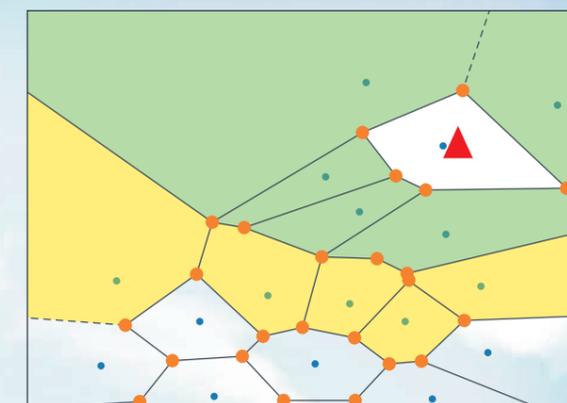
Для ячейки Вороного рассматриваемой скважины определяются ячейки, имеющие с ней общие точки. Скважины, по которым сформированы граничные ячейки, формируют список скважин первого ряда. Для ячеек скважин первого ряда определяются ячейки, имеющие с ними общие точки (ячейка рассматриваемой скважины исключается). Скважины, по которым сформированы такие ячейки, формируют список скважин второго ряда.

Для горизонтальных скважин поиск влияющих скважин производится из двух точек (T_1 и T_3). Алгоритм поиска не изменяется. Таким образом, расчетный кластер нейросетевой модели может состоять из скважин первого и второго ряда влияния, выбор учета ряда влияния осуществляется вручную.

Модуль интеллектуальной обработки данных

В реальности данные, передаваемые с замерных устройств (ТМС) очень зашумлены: в динамике наблюдается большое количество искаженных замеров, не связанных ни с физическими процессами фильтрации флюидов, ни с процессами разработки месторождения. Такого рода «шумы»

РИСУНОК 4. Поиск соседствующих скважин



- ▲ Анализируемая скважина
- Первый ряд влияния (общее ребро с анализируемой скважиной)
- Второй ряд влияния (общее ребро с первым рядом влияния)

в исходной динамике могут привести к неустойчивому процессу адаптации прокси-модели и, как следствие, к низкой прогностической способности нейросетевой прокси-модели месторождения.

Данный модуль фильтрует и сглаживает исходную динамику для повышения качества обучения нейронных сетей. В рамках работы «шум» определяется как необъяснимое изменение целевого параметра, которое не вызвано процессом эксплуатации скважины и не связано с физическими процессами фильтрации. Следовательно, результатом оптимальной фильтрации

РИСУНОК 5. Пример адаптации на зашумленных данных

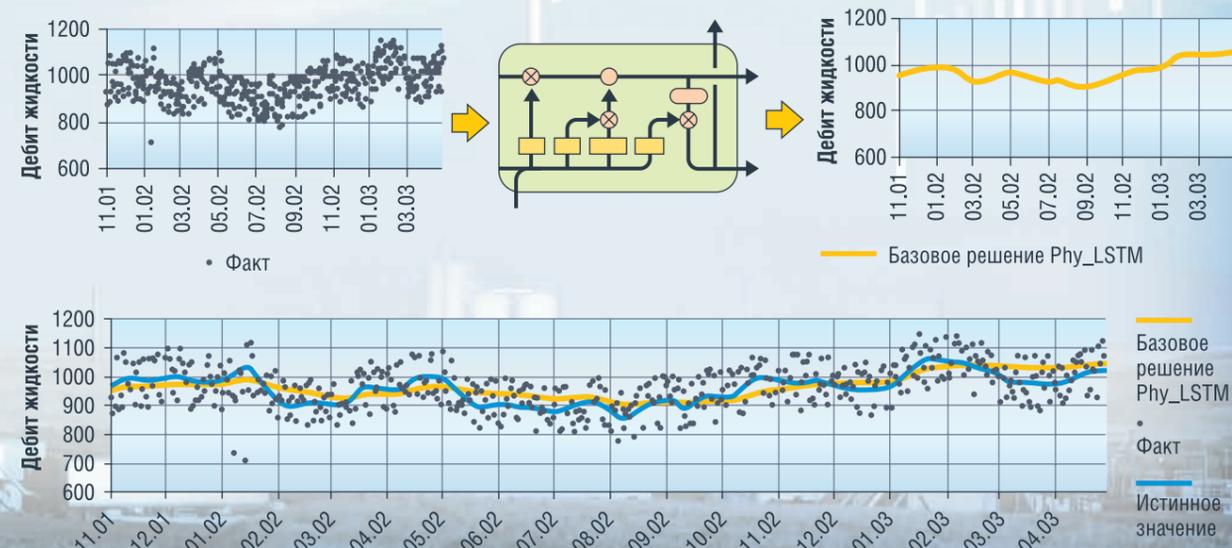
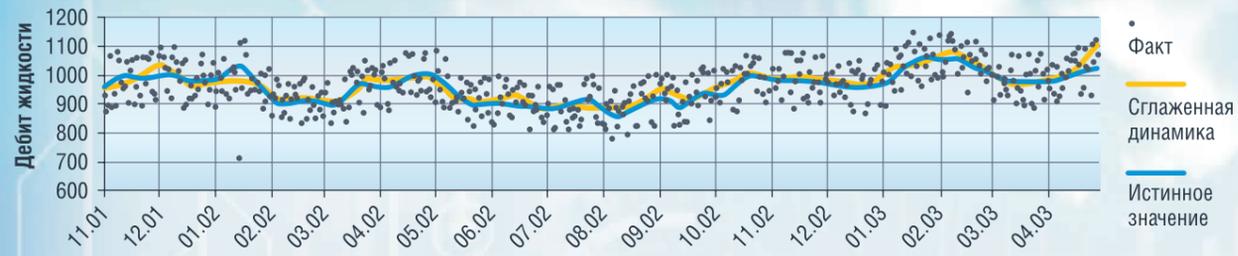


РИСУНОК 6. Пример обработанного сигнала



и сглаживания является обработанный сигнал, где все изменения целевого параметра скоррелированы (объяснены) с помощью других зависимых величин. Для выявления взаимосвязанных трендов в динамике используется метод нейросетевого моделирования. Суть метода заключается в том, что перед запуском статистической обработки данных производится обучение нейросетевой модели на «сырых» данных. В процессе обучения нейросетевая модель устанавливает наиболее вероятные взаимосвязи параметров и воспроизводит объяснимые тренды изменения параметров (базовое решение).

На следующем этапе подбираются параметры сглаживания стандартных статистических методов обработки данных (фильтр Кальмана, вейвлет-преобразование и другие) для достижения максимальной корреляции обработанного сигнала и базового решения по фильтрации (нейросети), но при этом обработанный сигнал не должен терять связь с фактической исходной динамикой. То есть математическая постановка задачи фильтра – подобрать параметры сглаживания для минимизации значения параметра α , который определяется как:

$$\alpha = \sum_{i=1}^3 ((1 - q_{i,fil}) + (1 - q_{i,fact})) \quad (5)$$

где $q_{i,fil}$ – коэффициент корреляции Пирсона по отношению сглаженной динамики к базовому решению (нейросети); $q_{i,fact}$ – коэффициент корреляции Пирсона по отношению сглаженной динамики к исходной.

В качестве алгоритма по сглаживанию данных предлагается использовать метод вейвлет-

ФАКТЫ Нейросетевое моделирование

по сравнению с традиционными трехмерными гидродинамическими моделями, менее трудозатратно и более экономно по времени

преобразования, т.к. метод имеет математически обоснованные границы эффективного сглаживания (max_level) в зависимости от выбранного вейвлет-базиса:

$$max_level = \log_2 \frac{len(x)}{L-1} \quad (6)$$

где $len(x)$ – длина исходного сигнала, L – длина вейвлет фильтра.

Модуль автоадаптации нейросетевой прокси-модели

Модуль в автоматизированном режиме создает и обучает нейросетевую модель на подготовленном массиве данных [4]. Обучение проводится по двум различным моделям: дебит жидкости обучается с помощью модели PINN (физико-информированная нейронная сеть), а обводненность – с помощью модели LSTM. В процессе работы модуля рассчитываются оптимальные весовые коэффициенты моделей и определяются гиперпараметры процесса обучения сети. В конце работы модуля формируются обученные нейросетевые модели по каждому сформированному кластеру, с центром в добывающей скважине.

РИСУНОК 7. Схема модулей инструмента AutoBalance

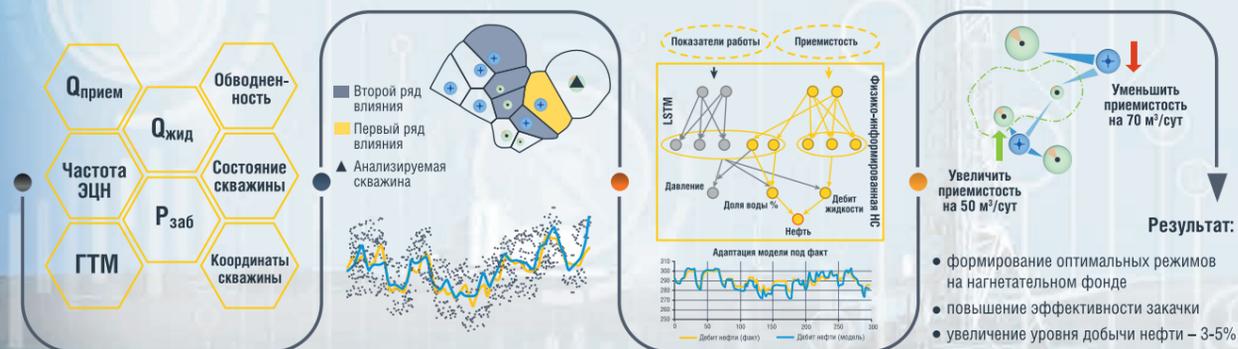
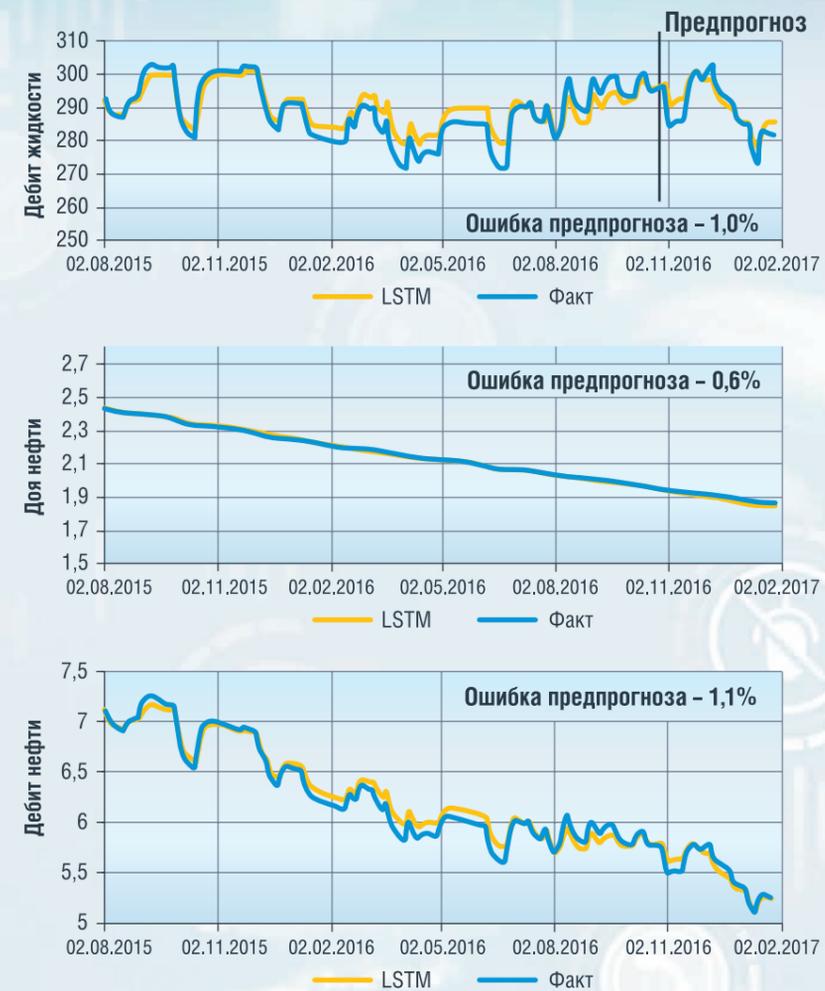


РИСУНОК 8. Тестирование адаптации



Модуль расчета оптимизации закачки в нагнетательных скважинах

Модуль в автоматизированном режиме формирует диапазон поиска оптимальных уровней закачки воды по каждой нагнетательной скважине. Диапазон ограничен историческими показателями работы скважин и возможностью наземной инфраструктуры системы ППД: максимум закачки определяется по наличию штуцера и по анализу перепада давления между давлением на кусте и устьевым давлением в скважине. Также модуль позволяет задать суммарные ограничения добычи и закачки по отдельным кустам, группам и месторождению в целом.

Оптимальные уровни закачки рассчитываются с помощью оптимизационного алгоритма имитации отжига [15]. Целевая функция оптимизации – накопленная дополнительная добыча нефти.

Принципиальная схема взаимодействия модулей в прототипе представлена на рисунке 7.

Результаты апробации инструмента

Для тестирования реализованных алгоритмов была использована методика, описанная специалистами ООО «ТИНГ» в статье «Методика

тестирования алгоритмов прокси-моделирования» [2]. В основе методики лежит проверка способности прокси-модели оптимизировать режимы нагнетательных скважин, работающих в различных сценариях разработки.

Всего в статье приведено 9 сценариев и 9 тестовых гидродинамических моделей. Сценарии охватывают различные варианты эксплуатации: эксплуатация с геологическим разломом, эксплуатация с изменением забойного давления, эксплуатация с шумными замеренными данными, эксплуатация с авто-ГРП и остановками добывающих скважин.

Успешность оптимизации определяется исходя из следующих критериев:

1. Рассчитанный суммарный прогнозный дебит нефти по оптимальному варианту нейросетевой модели не должен отличаться больше, чем на 10% от прогнозируемого значения по ГДМ.
2. Оптимальные режимы работы нагнетательных скважин, полученные на прокси-модели, должны обеспечивать вариант лучший, чем базовый, т.е. суммарный по скважинам дебит нефти в оптимальном варианте должен быть больше, чем в базовом варианте.

Тестирование на синтетических данных

На первом этапе тестируется способность модели адаптироваться на фактическую динамику добывающей скважины. На рисунке 8 представлен пример ретроспективного прогноза по одной из скважин.

Следующим этапом тестирования является расчет оптимизации. Оптимизация закачки была рассчитана в 9 сценариях работы скважин и в двух способах задания интегральной модели ограничений:

1. Без интегральных ограничений.
2. Интегральные ограничения равны текущему интегральному значению приемистости (задача перераспределения).

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

ФАКТЫ Физико-информированные нейронные сети

учитывают при обучении дополнительно слагаемое, описывающее физику процесса

ТАБЛИЦА 1. Тестирование оптимизации

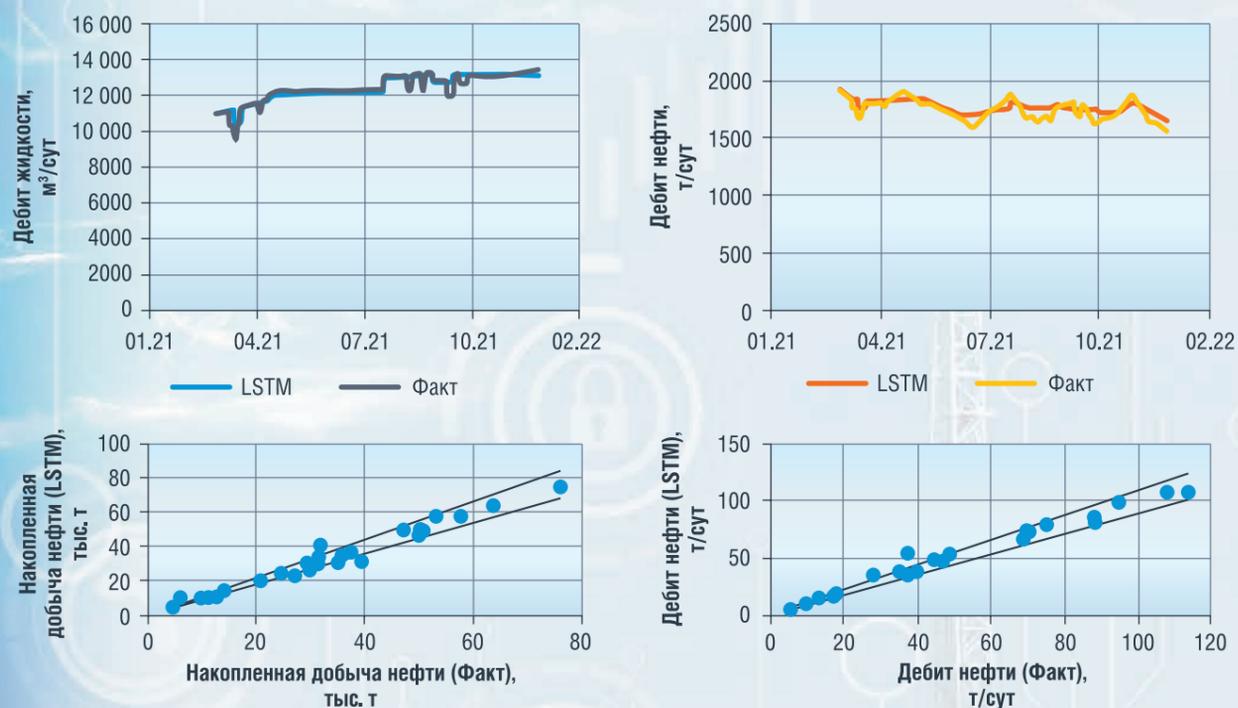
Модель	Успешность оптимизации	Без ограничений		В текущей закачке	
		Ошибка по дебиту нефти, %	Доп.добыча, %	Ошибка по дебиту нефти, %	Доп.добыча, %
Test SI Lvl1.2	+	1,7	8	0,6	1
Test SI Lvl2.1	+	2,4	9	1,7	1
Test SI Lvl2.2	+	3,4	9	1,65	5
Test SI Lvl3.1*	+	3,89	5	0,44	1
Test SI Lvl3.2	+	5,53	7	2,73	1
Test SI Lvl3.3**	-	28,41	6	33,4	1
Test SI Lvl3.4	+	5,9	7	4,58	2
Test SI Lvl3.5***	+	9,5	12	2,07	2
Test SI Lvl4	+	0,5	0,4	0,5	0,4
Итого	8 / 9				

* – случайное изменение забойного давления на добывающих скважинах

** – случайные тональные шумы на результатах расчетов по жидкости и закачке

*** – остановки скважин

РИСУНОК 9. Результат адаптации модели на фактические данные



Инструмент справляется с оптимизацией в 8 из 9 сценариев, однако в сценарии с тональными шумами (Test SI Lvl 3.3) значительно ошибается в добыче нефти.

Тестирование на реальном месторождении

Для тестирования реализованных алгоритмов на фактических данных выбрано одно из месторождений Западной Сибири, которое характеризуется небольшим фондом действующих добывающих скважин (28 ед.)

и отсутствием за последние 1,5 года тяжелых ГТМ (ГРП, ЗБС). На рисунке 9 представлены результаты обучения на фактических суточных данных.

Адаптация модели удовлетворительная: ретроспективный прогноз по 83% добывающих скважин находится в диапазоне 10%. На обученных моделях была рассчитана оптимизационная задача в двух сценариях:

ТАБЛИЦА 2. Тестирование оптимизации реального месторождения

Без ограничений			В текущей закачке		
Ошибка по дебиту нефти, %	Доп. добыча нефти, тыс. т (за 3 месяца)	Суммарная приемистость, м³/сут	Ошибка по дебиту нефти, %	Доп.добыча нефти, тыс. т (за 3 месяца)	Суммарная приемистость, м³/сут
2,9	1,27	9 055	2,0	0,25	8 749

1. Без интегральных ограничений.
2. Интегральные ограничения равны текущему значению суммарной приемистости.

Оптимальные режимы, полученные при расчете в инструменте, подставлены в адаптированную ГДМ модель. Полученные на ГДМ потенциалы от регулирования закачки сведены в таблицу 2.

Применение инструмента позволило оптимизировать закачку для достижения дополнительной добычи нефти, как в условиях ограниченной интегральной закачки, так и в случае неограниченного роста интегральной закачки.

Заключение

Разработан прототип инструмента, основанный на нейросетевых технологиях, который позволяет рассчитывать оптимальные режимы работы нагнетательных скважин. В разработанном инструменте используется авторская методика обработки промысловых данных с применением технологий машинного обучения, а также в расчетном ядре модели LSTM применены модификации, позволяющие на качественном уровне учитывать физику процесса фильтрации.

На текущий момент инструмент протестирован на синтетических данных. Оптимальные режимы, полученные при расчете, подставлены в адаптированную гидродинамическую модель и выполнен прогноз двух вариантов: базового – без изменения режимов нагнетания, оптимизированного – изменение режимов нагнетания согласно инструменту. По результатам расчетов дополнительная добыча нефти прогнозируется как в условиях ограниченной интегральной закачки, так и в случае неограниченного роста закачки.

Дальнейшее развитие инструмента связано:

- Моделирование фильтрации двухфазного потока с применением методики физико-информированных нейронных сетей.
- Тестирование прототипа на большем количестве скважин и на различных месторождениях с целью определения границ применимости нейросетевых технологий при процессах регулирования закачки. ●

Литература

1. Бриллиант Л.С., Горбунова Д.В., Завьялов А.С., Симаков Е.А., Бескурский В.В., Рябец Д.А. «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения» // «Neftegaz.RU» – 2019. – № 6.
2. Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Данько М.Ю., Елишева А.О., Цинкевич О.В. «Методика тестирования алгоритмов прокси-моделирования» // Недропользование – XXI век. – 2020. – № 4. – С. 128–137.

ФАКТЫ Инструмент

позволяет оптимизировать закачку для достижения дополнительной добычи нефти

3. Бриллиант Л.С., Комягин А.И., Бляшук М.М., Цинкевич О.В., Журявлева А.А., Патент «Способ оперативного управления заводнением пластов» // RU 2614338 С1.
4. Вершинин В.Е., Пономарев Р.Ю. «Long-Term Forecasting and Optimization of Non-Stationary Well Operation Modes Through Neural Networks Simulation» // SPE – 206529-MS.
5. Вершинин В.Е., Пономарев Р.Ю., Стрекалов А.В., «Neural Network as a Tool for Predicting and Controlling the Technological Regime of Production Wells» // SPE – 201937-MS.
6. Иваненко Б.П., «Нейросетевое имитационное моделирование нефтяных месторождений и гидрогеологических объектов» // Томск: Издательский Дом ТГУ, 2014. – 188 с.
7. Колмогоров А.Н. О представлении непрерывных функций нескольких переменных в виде суперпозиции непрерывных функций одного переменного. Доклад. АН СССР, 1957. Т. 114, № 5 С. 953–956.
8. Потрясов А.А., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Комягин А.И. «Автоматизация процессов управления заводнением на нефтяном месторождении» // Недропользование – XXI век. – 2016. – № 6. – С. 114–123.
9. Ручкин А.А. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM / А.А. Ручкин, С.В. Степанов, А.В. Князев, А.В. Степанов, А.В. Корытов, И.Н. Авсянко // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 4. С. 148–168. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168.
10. Степанов С.В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования / С.В. Степанов, С.В. Соколов, А.А. Ручкин, А.В. Степанов, А.В. Князев, А.В. Корытов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 3. С. 146–164. DOI: 10.21684/241-1-7978-2018-4-3-146-164.
11. Стрекалов А.В., Хусайнов А.Т. «Математическое моделирование процессов нефтедобычи на основе нейронных сетей» // ТюмГНУ. 2013
12. De Berg M. Van Kreveld M. Computational Geometry. Algorithms and Applications. Second, Revised Edition. Berlin: Springer-Verlag. – 2000. – P. 367.
13. Development of an artificial neural network model for prediction of bubble point pressure of crude oils. Southwest Petroleum University. 2018.
14. Emre Artun, Characterizing Reservoir Connectivity and Forecasting Waterflood Performance Using Data-Driven and Reduced-Physics Models // SPE-180488-MS. 2016.
15. S.G. Ponnambalam, N. Jawahar, P. Aravindan A simulated annealing algorithm for job shop scheduling, Production Planning & Control: The Management of Operations, 10:8, 1999 г., с. 767–777.

KEYWORDS: machine learning, neural networks, flood control.

ВЛИЯНИЕ VR-ТЕХНОЛОГИЙ на эффективность производства в нефтегазовом комплексе

**Тураев
Дамир Ренатович**

кафедра Разработка
и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений,
студент

**Чурсин
Вадим Сергеевич**

кафедра Разработка
и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений,
студент

**Немчинова Анна
Леонидовна**

научный руководитель,
доцент кафедры
Гуманитарные науки
и психология,
к.ф.н.

ФГБОУ ВО «АГТУ»

В СФЕРЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВНЫМ КОМПОНЕНТОМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ. ВИРТУАЛЬНАЯ РЕАЛЬНОСТЬ (VR) СЕГОДНЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ МНОГООБЕЩАЮЩИХ ИНСТРУМЕНТОВ, СПОСОБНЫХ ИЗМЕНИТЬ ТРАДИЦИОННЫЕ РАБОЧИЕ ПРОЦЕССЫ И СДЕЛАТЬ ИХ БОЛЕЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫМИ И БЕЗОПАСНЫМИ. ОСНОВНАЯ ЦЕЛЬ ДАННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ИЗУЧЕНИИ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ VR НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ОПРЕДЕЛЕНИИ ИХ ПОТЕНЦИАЛА ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ, СОКРАЩЕНИЯ ВРЕМЕНИ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАДАЧ И СНИЖЕНИЯ РИСКОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЕРАЦИЙ. В СТАТЬЕ ТАКЖЕ ПОДРОБНО РАССМАТРИВАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ VR В РАЗЛИЧНЫХ ОБЛАСТЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ОБУЧЕНИЕ И СИМУЛЯЦИЮ, ВИЗУАЛИЗАЦИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ, ОПЕРАЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ДРУГОЕ

IN THE OIL AND GAS INDUSTRY, THE USE OF ADVANCED TECHNOLOGIES IS A KEY COMPONENT TO IMPROVE PRODUCTION EFFICIENCY. VIRTUAL REALITY (VR) IS ONE OF THE MOST PROMISING TOOLS TODAY THAT CAN CHANGE TRADITIONAL WORKFLOWS AND MAKE THEM MORE PRODUCTIVE AND SECURE. THE MAIN PURPOSE OF THIS STUDY IS TO STUDY THE IMPACT OF VR TECHNOLOGIES ON PRODUCTION PROCESSES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY AND DETERMINE THEIR POTENTIAL TO IMPROVE PERFORMANCE, REDUCE TASK COMPLETION TIME AND REDUCE RISKS DURING OPERATIONS. THE ARTICLE ALSO DISCUSSES IN DETAIL THE USE OF VR IN VARIOUS AREAS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY, INCLUDING TRAINING AND SIMULATION, VISUALIZATION OF GEOLOGICAL DATA, MAINTENANCE AND REPAIR, OPERATIONAL MANAGEMENT AND MORE

Ключевые слова: VR-технологии, нефтегазовый комплекс, технологическое развитие.

VR-технологии – это инновационные технологии, которые позволяют пользователям погружаться в виртуальное пространство и взаимодействовать с ним с помощью специального

оборудования, такого как VR-очки или шлемы. Эти технологии широко применяются в различных отраслях, таких как игровая индустрия, образование, медицина, тренировки и даже

виртуальный туризм. Виртуальная реальность открывает новые возможности для создания увлекательных и погружающих пользовательских увлечений и опытов.

УДК 004

Одним из главных направлений применения VR-технологий в нефтегазовой отрасли является обучение персонала [2].

VR-симуляторы позволяют создавать интерактивные тренировочные программы, которые позволяют сотрудникам безопасно и эффективно осваивать новые навыки и процедуры.

Кроме того, VR-обучение позволяет сократить затраты на обучение, так как не требуется использование реального оборудования и материалов. Сотрудники могут тренироваться в виртуальной среде, находясь в любом месте и в любое время, что удобно и экономит время.

VR-технологии также позволяют создавать реалистичные симуляции аварийных ситуаций, что помогает персоналу тренироваться на практике без риска для оборудования и личной безопасности. Такие симуляции помогают повысить уровень подготовки персонала к экстренным ситуациям и уменьшить риск возникновения аварий.

и управления процессами на месторождениях. С помощью VR можно получить трехмерное представление о процессах на месторождениях и принимать оперативные решения на основе этой информации.

и улучшить производительность в нефтегазовой отрасли.

Благодаря VR-технологиям геологи и инженеры могут создавать трехмерные модели месторождений, которые позволяют более точно представить

Применение VR-технологий в обучении персонала нефтегазовой отрасли позволяет повысить эффективность и безопасность работы, сократить затраты на обучение и обеспечить высокий уровень подготовки персонала

- Использование VR для визуализации данных и моделирования нефтяных и газовых месторождений. VR позволяет создавать виртуальные модели месторождений, что облегчает анализ данных и принятие решений о добыче.
- Развитие VR-платформ для сотрудничества и коммуникации. VR-технологии могут быть

геологическую структуру и оптимально распределить ресурсы.

Такие модели существенно сокращают время и затраты на проектирование и планирование разработки месторождений, а также повышают эффективность работы и управление рисками. Визуализация через VR также помогает улучшить коммуникацию и взаимодействие между специалистами разных отделов и компаний, что способствует более быстрой и качественной разработке проектов.

А теперь хотелось бы поподробнее разобраться с технологией Digital Twins (Цифровые Близнецы или двойники) – это концепция, которая заключается в создании цифровых моделей физических объектов, процессов или систем. Эти цифровые модели отображают все характеристики и параметры реальных объектов в реальном времени.

Digital Twins используются в различных отраслях, таких как производство, здравоохранение, автомобильная промышленность и др. Они позволяют анализировать данные, прогнозировать поведение объектов, улучшать производственные процессы и принимать более обоснованные решения.

Благодаря VR-технологиям геологи и инженеры могут создавать трехмерные модели месторождений, которые позволяют более точно представить геологическую структуру и оптимально распределить ресурсы

Таким образом, применение VR-технологий в обучении персонала нефтегазовой отрасли позволяет повысить эффективность и безопасность работы, сократить затраты на обучение и обеспечить высокий уровень подготовки персонала.

Основными тенденциями развития VR-технологий в нефтегазовой отрасли Российской Федерации являются [5]:

- Использование VR для обучения персонала. VR-технологии позволяют создавать иммерсивные симуляции, которые позволяют сотрудникам натренировать навыки работы в опасных условиях без реальной опасности для их жизни и здоровья.
- Применение VR для дистанционного мониторинга

использованы для организации виртуальных конференций, совещаний и тренингов, что позволяет сотрудникам из разных регионов взаимодействовать более эффективно.

- Исследование и разработка новых VR-решений для повышения эффективности и безопасности работы на месторождениях. Ведутся работы по созданию инновационных VR-инструментов и приложений, которые помогут снизить риски

Визуализация через VR также помогает улучшить коммуникацию и взаимодействие между специалистами разных отделов и компаний, что способствует более быстрой и качественной разработке проектов

Основные преимущества технологии Digital Twins [3]:

- оптимизация производственных процессов и управление ресурсами;
- прогнозирование отказов и предотвращение аварий;
- улучшение качества продукции и обслуживания;
- сокращение времени и затрат на обслуживание и ремонт объектов;
- мониторинг и управление большим количеством данных в реальном времени.

Технология Digital Twins имеет огромный потенциал для улучшения эффективности и надежности различных систем и процессов. В будущем мы можем ожидать ее широкого применения и дальнейшего развития.

Одним из ярких примеров применения технологии Digital Twins в мировой нефтегазовой отрасли является проект компании BP, в рамках которого была создана цифровая модель месторождения Clair Ridge на севере Шотландии. Эта модель позволила компании определить расположение нефтяных и газовых месторождений, а также оптимизировать процессы добычи и эксплуатации в кратчайшие сроки.

Цифровые двойники, являясь одной из наиболее перспективных, развивающихся технологий в нефтегазовой отрасли России.

Обучение через VR-симуляции с помощью искусственного интеллекта позволяет снизить риски и повысить эффективность обучения, а также сократить расходы на обучение и подготовку специалистов

Например, НПО «Центр» создало цифровую модель месторождения Бованенковское, которая позволяет проанализировать работу скважин, выбрать оптимальные режимы эксплуатации и прогнозировать добычу углеводородов. Компания ЛУКОЙЛ также активно применяет технологию Digital Twins.

В 2020 году она запустила проект по созданию цифровой модели месторождения «Верхнечонское». Кроме того, в России проводятся

исследования в области Digital Twins, направленные на создание более точных и надежных моделей для предотвращения аварийных ситуаций на нефтегазовых объектах.

В частности, в Московском государственном техническом университете нефти и газа имени Губкина разработана методика

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработана методика создания цифровых моделей для мониторинга и оптимизации производственных процессов на нефтегазовых объектах

создания цифровых моделей для мониторинга и оптимизации производственных процессов на нефтегазовых объектах.

Таким образом, можно сделать вывод, что Digital Twins является важной технологией для нефтегазовой отрасли России, которая позволяет оптимизировать производственные процессы, увеличивать эффективность работы.

Еще одним из интересных примеров применения VR-технологий в нефтегазовой отрасли России является обучение через VR-симуляции с помощью искусственного интеллекта. Такие симуляции позволяют обучать сотрудников безопасным и

эффективным способом, создавая виртуальные ситуации, в которых они могут практиковать свои навыки и принимать решения. Это позволяет снизить риски и повысить эффективность обучения, а также сократить расходы на обучение и подготовку специалистов в отрасли.

Кроме того, VR-технологии могут использоваться для обслуживания и ремонта оборудования на месторождениях и нефтеперерабатывающих

заводах. С их помощью можно проводить виртуальные инспекции, обнаруживать дефекты и проблемы, а также обучать техников и инженеров новым методам обслуживания и ремонта оборудования.

Таким образом, VR-технологии играют все более значимую роль в нефтегазовой отрасли России,

улучшая процессы обучения и обслуживания оборудования, повышая безопасность и эффективность работы, а также снижая издержки и экологические риски для предприятий отрасли. ●

Литература

1. Современное образование как открытая система (под ред. Н.Г. Ничкало, Г.Н. Филонова, О.В. Суходольской-Кулешовой). – Институт научной и педагогической информации РАО, «ЮРКОМПАНИ», 2012 г. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/58084938/?ysclid=li2r4ix7bc17526481> (10.04.2024).
2. Рузакова, О.А. Вопросы защиты интеллектуальной собственности в области технологий виртуальной и дополненной реальности (VR, AR) / О.А. Рузакова, Е.С. Гринь // Вестник Пермского университета. Юридические науки. – 2020. – № 49. – С. 502–523. – DOI 10.17072/1995-4190-2020-49-502-523. – EDN TPXKPD.
3. Актуальные проблемы и тенденции развития современной экономики: Сборник трудов международной научно-практической конференции, Самара, 16–17 декабря 2021 года / Отв. редактор О.А. Горбунова. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2021. – 574 с. – ISBN 978-5-7964-2343-1. – EDN TPVJGP.
4. Гаврилов, С.В. AR/VR технологии в нефтегазовом бизнесе / С.В. Гаврилов, И.Р. Фахурдинов // Интеграция науки и образования в вузах нефтегазового профиля – 2022. Передовые технологии и современные тенденции: Материалы Международной научно-методической конференции, Салават, 21–22 апреля 2022 года. – Салават: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2022. – С. 544–546. – EDN FWZLYM.
5. Родионов А.С., Жаринов Ю.А., Старцева Е.В., Сулов Н.С., Шишкина О.Ю. Программный комплекс обучения на основе технологий дополненной реальности // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2021. – № 2.

KEYWORDS: VR technologies, oil and gas complex, technological development.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–3 июля

Конференция и выставка по вопросам энергетической трансформации

GET Congress & Exhibition 2024

Италия, Милан

ИЮЛЬ

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

1–4 июля

Выставка нефтяной и газовой промышленности

Nigeria Oil & Gas

Нигерия, Абуджа, Abuja International Conference Centre

2–5 июля

I Международная научно-техническая конференция по ГТМ, посвященная 55-летию кафедры РГКМ УГНТУ

Республика Башкортостан

3–4 июля

Восточный нефтегазовый форум

г. Владивосток

3–5 июля

Международная азиатская неделя ASE 2024 возобновляемой энергетики и устойчивого развития

Asean Sustainable Energy Week 2024

Таиланд, Бангкок

10–11 июля

Международная выставка солнечной энергетики

Solar Show Vietnam 2024

Вьетнам, Хошимин

ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ТЕПЛОВИЗИОННЫХ КАМЕР

НЕФТЬ И ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ЯВЛЯЮТСЯ ЦЕННЫМИ ПРИРОДНЫМИ РЕСУРСАМИ ШИРОКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ. МНОЖЕСТВО УГРОЗ БЕЗОПАСНОСТИ СВЯЗАНО СО СЛОЖНЫМИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И ХРАНЕНИЯ, ТЯЖЕЛЫМИ УСЛОВИЯМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ВЗРЫВООПАСНЫМИ СВОЙСТВАМИ МАТЕРИАЛОВ, СОДЕРЖАЩИХ НЕФТЬ И ПРИРОДНЫЙ ГАЗ. ЛЮБАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ АВАРИЯ МОЖЕТ СОЗДАТЬ СЕРЬЕЗНЫЕ УГРОЗЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРСОНАЛУ И ПОДОРВАТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ

OIL AND NATURAL GAS ARE VALUABLE, WIDELY USED NATURAL RESOURCES. THE TECHNOLOGICAL PROCESSES OF EXTRACTION, PROCESSING, STORAGE, HARSH OPERATING CONDITIONS AND THE EXPLOSIVE PROPERTIES OF MATERIALS CONTAINING OIL AND NATURAL GAS INVOLVE MANY SAFETY RISKS. ANY INDUSTRIAL ACCIDENT CAN CREATE SERIOUS SAFETY RISKS FOR PERSONNEL AND UNDERMINE THE PRODUCTION EFFICIENCY OF ENTERPRISES

Ключевые слова: тепловизионное оборудование, инфракрасная камера, безопасность промышленных объектов, предотвращение аварий, нефтегазовая промышленность.

Тепловизионные камеры СЕБА-Инжиниринг широко используются в различных процессах добычи нефти и природного газа:

1. Районы добычи полезных ископаемых обычно охватывают обширные территории с многочисленными очагами возгорания. Традиционных плановых проверок и систем видеомониторинга при естественном и электрическом освещении недостаточно для оперативного обнаружения всех угроз безопасности. В связи с плохим освещением ночью осуществлять надзор гораздо сложнее. Для решения этой проблемы инфракрасные тепловизионные устройства могут быть установлены в наивысших точках в районах добычи полезных ископаемых для обеспечения круглосуточного мониторинга аномальной температуры в режиме реального времени.
2. Такое оборудование, как установки гидроразрыва пласта и манифольды высокого давления, является ключевым объектом мониторинга на скважинах. Изменения температуры на их поверхностях могут легко создать угрозу безопасности. Тепловизионные камеры, размещенные в наивысших точках этих площадок, могут в режиме реального времени отслеживать температуру поверхности всей установки ГРП, манифольдов высокого давления и другого промыслового оборудования. Пороговые значения температуры могут быть определены для раннего предупреждения о пожаре и подачи сигналов тревоги при температурных аномалиях.
3. В процессах добычи, хранения, транспортировки и распределения природного газа существует риск утечки газа. В этом случае весьма вероятно возникновение пожаров, взрывов и других серьезных происшествий, ставящих под угрозу безопасность

жизни персонала и сохранность имущества. Тепловизионные камеры обнаружения газа могут быстро обнаружить утечку газа, определить место утечки и передать информацию для оперативного реагирования и принятия экстренных мер, чтобы избежать более серьезных аварий и значительных потерь.



4. Техническое обслуживание и обнаружение неисправностей нефтехимических установок. Тепловизионные камеры могут выполнять следующие операции:
 - контролировать распределение температуры на нижней и наружных стенках крекинг-ректификационных колонн для отражения степени скопления кокса в различных положениях;
 - определять участки перегрева в некоторых частях труб крекинговой печи, что будет являться ориентиром для схемы обслуживания труб;

- периодически проверять температуру стенок установок каталитического крекинга для анализа состояния их футеровки, а также мест и степени возможных повреждений;
- регулярно проверять температуру нефтехимических установок для визуального выявления коррозии оборудования.



5. На складах опасных химических веществ хранится большое количество легковоспламеняющихся, взрывоопасных и токсичных материалов. Любые аварии там могут привести к неизмеримым потерям. Хранение опасных химикатов соответствует строгим стандартам. Благодаря функции бесконтактного измерения температуры тепловизионные камеры

могут использоваться для круглосуточного непрерывного мониторинга с целью повышения уровня контроля безопасности на складах.

Преимущества технологии инфракрасного тепловидения

- Эффективность и безопасность: тепловизионные камеры обладают высокой эффективностью работы и могут быстро сканировать большую площадь. Камеры не нуждаются в контакте с измеряемым объектом, что позволяет эффективно обезопасить операторов от воздействия потенциально вредных веществ и обеспечить личную безопасность.
- Интуитивное представление и точное определение потенциальных температурных рисков, более точное измерение: тепловизионные камеры могут помочь инспекторам быстро обнаружить места с аномальной температурой или места утечки газа, чтобы своевременно устранить скрытые опасности и предотвратить несчастные случаи, такие как пожары и взрывы.
- Предприятия могут создать систему профилактического обслуживания оборудования и своевременно принимать меры по устранению неполадок, чтобы сократить производственные потери и связанные с рисками производственные издержки, а также повысить экономическую отдачу. ●

KEYWORDS: thermal imaging equipment, infrared camera, industrial safety, accident prevention, oil and gas industry.

РЕКЛАМА

СЕБА
ИНЖИНИРИНГ



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

ОБЗОР РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫХ И НАДДОЛОТНЫХ СИСТЕМ

для бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин

Никишин Вячеслав Валерьевич

доцент кафедры бурения, к.т.н.

Блинов Павел Александрович

доцент кафедры бурения скважин, к.т.н.

Гореликов Владимир Георгиевич

профессор кафедры механики, д.т.н.

Ли Вячеслав Юрьевич

магистрант кафедры бурения скважин

Степачий Андрей Александрович

магистрант кафедры бурения скважин

Силичев Никита Михайлович

аспирант кафедры бурения скважин

Кузнецова Дарья Сергеевна

студент кафедры бурения скважин

Санкт-Петербургский горный университет

С УВЕЛИЧЕНИЕМ СЛОЖНОСТИ ПРОЦЕССА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН И УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ НЕОБХОДИМО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ПЕРЕДОВЫЕ РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫЕ (РУС) И НАДДОЛОТНЫЕ УПРАВЛЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ (НУС) ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ УЧАСТКОВ СКВАЖИН. В ЧАСТНОСТИ, РАССМОТРЕНА ТЕХНОЛОГИЯ NEOSTEER CL И NEOSTEER CLX, ПРЕДНАЗНАЧЕННАЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ. ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ БУРЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ДАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ США. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ КОНСТРУКТИВНЫМ ОСОБЕННОСТЯМ ДАННЫХ СИСТЕМ, А ИМЕННО – ИНТЕГРАЦИИ ПОРШНЕЙ В АЛМАЗНОЕ ДОЛОТО И ИСПОЛЬЗОВАНИЮ СОВРЕМЕННЫХ ДАТЧИКОВ ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИНЫ, БЛАГОДАРЯ ЧЕМУ УМЕНЬШАЕТСЯ ЗОНА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ, ПОВЫШАЕТСЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА УЧАСТКОВ С ВЫСОКИМ ЗНАЧЕНИЕМ ИНТЕНСИВНОСТИ ЗЕНИТНОГО УГЛА И АЗИМУТА, А ТАКЖЕ КАЧЕСТВО ПРЯМОЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ

WITH THE INCREASING COMPLEXITY OF THE WELL CONSTRUCTION PROCESS AND INCREASING EFFICIENCY OF DRILLING OPERATIONS, THE USE OF HIGH-TECH EQUIPMENT IS NECESSARY. THE ARTICLE DISCUSSES ADVANCED ROTARY STEERABLE AND AT-BIT STEERABLE SYSTEMS FOR THE EFFICIENT CONSTRUCTION OF HORIZONTAL AND DIRECTIONAL WELL SECTIONS. IN PARTICULAR, THE TECHNOLOGY NEOSTEER CL AND NEOSTEER CLX, DESIGNED TO IMPROVE THE ACCURACY AND PRODUCTIVITY OF THE DRILLING PROCESS, IS CONSIDERED. THE RESULTS OF DRILLING USING THIS TECHNOLOGY IN US FIELDS ARE PRESENTED. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO THE DESIGN FEATURES OF THESE SYSTEMS, NAMELY THE INTEGRATION OF PISTONS INTO A DIAMOND BIT AND THE USE OF MODERN SENSORS FOR CONTINUOUS MONITORING OF THE WELL TRAJECTORY, THEREBY REDUCING THE ZONE OF UNCERTAINTY, INCREASING THE EFFICIENCY OF CONSTRUCTION OF AREAS WITH HIGH ZENITH ANGLE AND AZIMUTH INTENSITY, AS WELL AS THE QUALITY OF STRAIGHT SECTIONS

Ключевые слова: *наддолотная управляемая система, NeoSteer CL, NeoSteer CLX, роторно-управляемая система, наклонно-направленная скважина, горизонтальная скважина, многоствольная скважина.*

УДК 622.24

В настоящее время все чаще приходится строить скважины в сложных геолого-технических условиях. Из-за истощения традиционных месторождений возникает необходимость разработки залежей с маломощными продуктивными пластами. А применение существующих технологий допускает вероятность выхода за пределы пласта. Отсюда возникает необходимость в использовании инновационного высокотехнологичного оборудования. К таковому можно отнести роторные управляемые системы (РУС) и наддолотные управляемые системы (НУС).

В начальной стадии полностью автоматизированные РУС были внедрены в скважинах с высокой стоимостью и значительными отклонениями ствола от вертикали. Эти системы были предназначены для выполнения задач, выходящих за рамки возможностей существующих механизированных забойных систем, включая автоматическую навигацию по сложным профилям ствола скважины [1, 2].

Перспективы применения наддолотных управляемых систем бурения для строительства наклонно-направленных, горизонтальных и многоствольных скважин [3] заключаются в возможном усовершенствовании некоторых аспектов технологии бурения. В результате это позволяет увеличить точность попадания в круг допуска на 20–50% по сравнению с бурением винтовыми забойными двигателями отклонителями, повысить механическую скорость бурения на 10–90%, снизить вероятность возникновения осложнений и аварий на 15–50% [1, 4].

При строительстве скважин с большим отходом от вертикали с использованием традиционного оборудования возможны определенного рода осложнения и аварии, обусловленные сложностью профиля, несоответствием фактических параметров бурового раствора проектным [5, 6], несоблюдением технологии проводки скважины [7]. Анализ промысловых данных подтверждает, что в этих условиях фактический профиль скважины отличается от проектного. Многие из этих проблем были успешно устранены с появлением РУС и НУС [8].

Процесс бурения также сопровождается колебаниями компоновки низа бурильной колонны (КНБК), которые связаны с ее жесткостью и искривлением ствола скважины. Данную проблему можно решить за счет оптимизации параметров режима бурения и изменения жесткости КНБК. В этом случае также могут помочь НУС [9].

Система NeoSteer представляет собой новую категорию устройств для направленного бурения, поскольку она объединяет долото с системой управления, обеспечивая высокие возможности интенсивности искривления ствола и повышенную скорость проходки, а также оптимальный контроль управления для достижения более гладких наклонных участков [10]. Буровые компании получают выгоду за счет повышения производительности работ и увеличения механической скорости проходки, а также соответствия фактической траектории проектной [11].

Направленное бурение – это процесс, характеризующийся непрерывным мониторингом параметров режима бурения, прогнозированием будущей траектории ствола скважины и корректировкой текущих параметров по мере необходимости [12]. Однако следующее поколение

буровых систем направлено на полную автоматизацию строительства скважины с целью уменьшения количества необходимого персонала и снижения нагрузки на человека. Для этого могут применяться интеллектуальные и автоматизированные системы наклонно-направленного бурения.

При помощи буровых систем NeoSteer ABSS было пробурено в общей сложности более 792 480 пог. м (2,6 млн футов) в ходе 250 спусков в нетрадиционных коллекторах в Северной Америке и Аргентине. Самая быстрая скважина была пробурена в бассейне DJ (США), где за 29 часов работы было пройдено 4609,5 м (15 123 фута) со средней механической скоростью бурения 159,4 м/ч (523 фут/ч) [11].

Несмотря на значимость и успешность технологий НУС в зарубежных компаниях, строительство большинства наклонно-направленных и горизонтальных скважин в России в настоящее время осуществляется по традиционной технологии бурения. Это связано с тем, что данная система на данный момент недоступна в нашей стране [1, 2].

Наддолотная управляемая система, At-bit steerable system (ABBS), «NeoSteer CL» производства SLB – Schlumberger

NeoSteer CL – это наддолотная управляемая система с одновременным измерением параметров бурящейся скважины и с максимально близким расположением датчиков к долоту (с минимальной зоной неопределенности) [4]. В сравнении с системами push the bit и point the bit это новая категория управляемых систем, которая называется at-bit steerable system (ABBS).

Система push the bit основана на использовании блока отклонения с тремя или более лопатками. Отклоняющая сила возникает при выдвигании этих лопаток и воздействия на стенки скважины. Система имеет гидравлический привод, который приводится в действие путем последовательного поступления бурового раствора в определенные гидрокамеры [13].

В системе point the bit используется гибкий приводной вал, который отклоняется относительно оси скважины. Таким образом, изменяется и направление бурения. Гибкий вал вращается вместе с колонной бурильных труб, однако имеет противоположное направление вращения. За счет чего достигается сохранение заданной траектории скважины [14].

В NeoSteer CL используется поршневая технология для создания отклонения за счет выдвигания и отталкивания снаряда от стенки скважины. Поршни интегрированы в корпус долота, что позволяет максимально увеличить интенсивность изменения зенитно-азимутального угла без применения дополнительных гидравлических усилий. Это позволяет соответствовать требованиям по изменению зенитно-азимутального угла, как на наклонных, так и на горизонтальных участках скважин [15].

НУС совместимы с режущими элементами серии Blade от компании Smith Bits, группы Schlumberger. Эти резцы демонстрируют исключительную долговечность в различных условиях применения, позволяя системам NeoSteer CL и CLx бурить дольше, быстрее, с лучшей управляемостью и за одно долбление.

Применение таких НУС особенно эффективно в том случае, когда вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные секции имеют одинаковый диаметр, что позволяет снизить непроизводительное время бурения за счет исключения необходимости [4] замены бурильной колонны для каждой секции [15].

На сланцевом месторождении Марцеллус (США) с экстремальными интенсивностями искривления NeoSteer CLX и боковая КНБК позволили проводить сложные и протяженные боковые стволы через твердые пласты. Традиционные методы потребовали бы использования двух КНБК для проходки сложных участков песчаника с абразивным цементом [16]. Однако при помощи NeoSteer CLX удалось пробурить три секции общей длиной 4212 м (13 819 футов) при более высокой скорости бурения за один рейс [11].

В бассейне DJ (США) компания SRC Energy использовала систему NeoSteer CLX для бурения куста из 12 скважин. По результатам бурения было установлено увеличение механической скорости проходки на 20%, экономия времени составила 21 час на строительство одной скважины [11].

При использовании НУС достигается высокая эффективность бурения как участков с большой интенсивностью набора зенитного угла и азимута, так и прямолинейных горизонтальных участков секций без необходимости изменения конфигурации при смене интервалов. Таким образом, система NeoSteer CL не только сокращает НПВ за счет отсутствия необходимости менять КНБК для каждой секции, но и снижает выбросы CO₂ [17].

РИСУНОК 1. Наддолотная управляемая система NeoSteer [1, 2] (сверху – NeoSteer CL; снизу – NeoSteer CLX)



Система управления поршнями NeoSteer CL включает в себя гидравлические уплотнения металл-металл, которые уменьшают эрозию и увеличивают гидравлические возможности конструкции для повышения производительности [4].

NeoSteer CL имеет шесть комплексных датчиков, которые расположены по окружности и производят постоянные замеры зенитного и азимутального углов. А в совокупности с автоматизированными системами

управления траекторией обеспечиваются ровные участки стабилизации параметров с минимальной извилистостью [18].

В систему также может быть интегрирован азимутальный гамма-датчик, который находится на расстоянии менее двух метров от долота, что позволяет повысить точность вхождения в продуктивный пласт и проводку скважины в его пределах. Азимутальный гамма-датчик позволяет инженерам детектировать изменения литологии на более ранних этапах, что позволяет оперативно корректировать траекторию [4].

- Максимальная температура – 150 градусов Цельсия (302 градуса F);
- Максимальное гидростатическое давление – 138 МПа (20 000 фунтов на квадратный дюйм);
- Максимальная скорость вращения – 350 об/мин;
- Номинальный наружный диаметр (API) – 172 мм (6,75 дюйма).

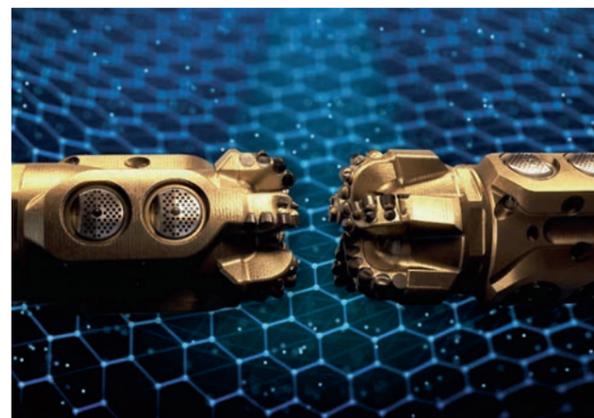
Преимущества:

- Обеспечивает однозаходное бурение с помощью одной КНБК;
- Увеличение силы воздействия на долото за счет размещения поршней в режущей структуре;
- Улучшение контроля и скорости времени реакции.

Наддолотная управляемая система «NeoSteer CLX» производства SLB – Schlumberger

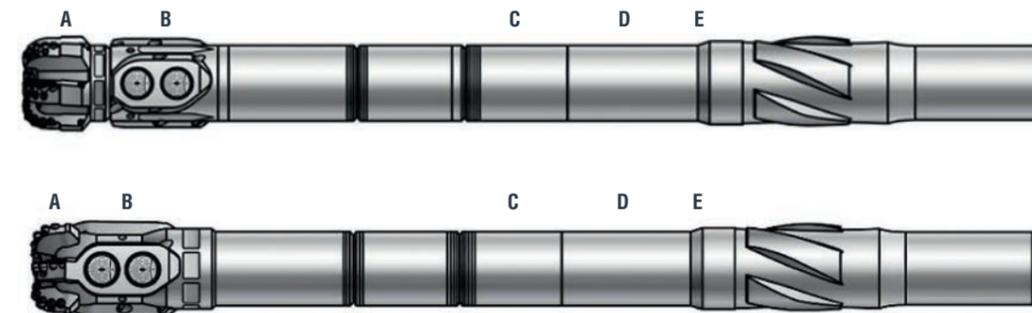
Отклоняющие поршни в системе NeoSteer CLX расположены максимально близко к режущей части долота, что сильно увеличивает интенсивность набора угла при наклонно-направленном бурении. Из-за такого отличия от предыдущей системы скорость достижения необходимого азимутального или зенитного угла намного выше.

РИСУНОК 2. NeoSteer CLX [1, 2]



На рисунке 3: А – буровой инструмент включает в себя режущую конструкцию – долото; Б – поршни, которые прижимаются к стенкам ствола скважины для управления. Поршни интегрированы в долото, что обеспечивает лучший рычаг для выполнения более

РИСУНОК 3. Схема НУС [4] (сверху – наддолотная управляемая система NeoSteer CL, снизу – NeoSteer CLX)



резких поворотов [19]. С – датчик инклинометрии обеспечивает автоматическое поддержание зенитного угла скважины. D – многоосевой компонент обеспечивает автоматическое поддержание зенитного угла и азимута для точного позиционирования скважины. Этот компонент также помогает обеспечить плавную траекторию с минимальной извилистостью. E – азимутальный гамма-каротаж расположен всего в 1,83 м (6 футов) от долота. Это позволяет мастеру заблаговременно выявлять признаки изменения литологии и мгновенно корректировать направление траектории скважины [20, 21].

Заключение

В результате проведенного анализа можно сделать вывод о высоком потенциале технологии NeoSteer CL и NeoSteer CLX, так как эта технология является следующим этапом развития нефтегазовой отрасли для улучшения производительности бурения и повышения точности проводки скважин.

Эти инновационные решения, а именно интеграция поршней с долотом и использование современных датчиков, позволят значительно повысить эффективность строительства скважин, особенно в сложных условиях российских месторождений нефти и газа. ●

Литература

1. Schlumberger. NeoSteer At-Bit Steerable Systems. [Электронный ресурс] URL: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/drilling/bottomhole-assemblies/directional-drilling/neo-steer-at-bit-steerable-systems/> (дата обращения: 08.03.2024).
2. Schlumberger. NeoSteer – Семейство систем роторного управляемого бурения PowerDrive. [Электронный ресурс] URL: https://www.slb.ru/services/drilling/drilling_measurements/powerdrive_family/neo-steer/?ysclid=ipo0jt30hw548651508 (дата обращения: 08.23.2024).
3. Дохотеру Б.В. Разработка рекомендаций по повышению эффективности передачи осевых нагрузок на долото в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах / Б.В. Дохотеру, В.В. Салтыков // Инновационная наука. 2022. № 4-2. С. 21–23.
4. Хасанов, Р.А. Совершенствование технологии проводки скважин сложного профиля при использовании телеметрических и роторных управляемых систем: кандидатская диссертация / Р.А. Хасанов. – Уфа: УГНТУ, 2021. – 179 с.
5. Никишин В.В., Блинов П.А., Болдырев С.А. Анализ проводки скважин и разработка бурового раствора для бурения горизонтальных скважин в терригенных отложениях // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 8. – С. 14–17. – Текст: электронный. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/747806-analiz-provodki-skvazhin-i-razrabotka-burovogo-rastvora-dlya-bureniya-gorizontalnykh-skvazhin-v-terr/> (дата обращения: 08.03.24).

6. Хвоцин П.А. и др. Утяжеленный инвертный эмульсионный раствор с регулируемым реологическим профилем для строительства горизонтальных скважин // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 1. – С. 35–44.
7. Двойников М.В., Куншин А.А. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 4 (100). – С. 98–101.
8. Двойников М.В. Проектирование траектории скважин для эффективного бурения роторными управляемыми системами // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 254–262. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.254.
9. Литвиненко В.С. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами / В.С. Литвиненко, М.В. Двойников // Записки Горного института. 2019. Т. 235. С. 24–29. DOI: 10.31897/PMI.2019.1.24.
10. PowerDrive Xcel // Официальный сайт компании Schlumberger. 2022. URL: <https://www.slb.com/drilling/bottomhole-assemblies/directional-drilling/powerdrive-xcel-rotary-steerable-system> (дата обращения: 08.03.24).
11. Schlumberger Introduces At-Bit Steerable System For Drilling Horizontal Wells In A Single Run [Электронный ресурс] URL: <https://www.oilandgasonline.com/doc/schlumberger-introduces-at-bit-steerable-system-for-drilling-horizontal-wells-in-a-single-run-0001> (дата обращения: 08.23.2024).
12. Hansen, C., Stokes, M., Mieting, R., Quattrone, F., Klemme, V., Rao, K. N., Zaeper, R. (2020). Automated trajectory drilling for rotary steerable systems. Статья представлена на SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings, 2020-March doi.org/10.2118/199647-ms.
13. Захарян А.В. Применение роторных управляемых систем с принципом действия «push the bit» // Международный научный журнал «Инновационная наука». 2022. № 4–2. С. 26–29.
14. Усов Д.П. Анализ применения различных типов роторных управляемых систем при проводке горизонтальных скважин / Усов Д.П. // Золотухинские чтения. Нефть, газ и энергетика в Арктическом регионе. 2023. С. 181–184.
15. Li Fei, Ma Xue-ying, Tan Yu-qi. Journal of Physics: Conference Series, Volume 1894, 2020 International Conference on Intelligent Control, Measurement and Signal Processing and Intelligent Oil Field (ICMSP 2020) 4–6 December 2020, Xi'an, China. DOI 10.1088/1742-6596/1894/1/012015.
16. Autonomous Downhole Control System Reduces Downlinks 49 %, Increases ROP 37 % // Официальный сайт компании Schlumberger. 2021. URL: <https://www.slb.com/resource-library/case-study/dr/adcs-middle-east-cs> (дата обращения: 08.03.2024).
17. Двойников М.В., Кузнецова Н.Ю., Минаев Я.Д., Крюков Е.В. Разработка технологии освоения газовых и газоконденсатных скважин на регулируемом давлении // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – № 1, 2022. – С. 23–29.
18. Liu X.H. Downhole Propulsion/Steering Mechanism for Wellbore Trajectory Control in Directional Drilling / X.H.Liu, Y.H.Liu, D.Feng // Applied Mechanics and Materials. 2013. Vol. 318. P. 185–190.
19. Блинов П.А. Определение устойчивости стенок скважины при проходке интервалов слабосвязных горных пород с учетом зенитного угла // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 172–179. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.172.
20. PowerDrive ICE ultraHT rotary steerable system // Официальный сайт компании Schlumberger. 2017. URL: <https://www.slb.com/-/media/files/drilling/product-sheet/powerdrive-ice-ps.ashx> (дата обращения: 11.10.2022).
21. Чепик В.С. Анализ эффективности применения роторных управляемых систем при проводке скважин и перспективные направления развития // Научный форум. Сибирь. – 2017. – Т. 3. – № 2. – С. 14–17.

KEYWORDS: At-bit steerable system (ABBS), NeoSteer CL, NeoSteer CLX, rotary steerable system, deviated well, horizontal well, multilateral well.

МОБИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВА ЖИДКОГО АЗОТА при бурении скважин и эксплуатации месторождений

**Кулагина
Дарья Викторовна**
студент

**Новиков
Иван Сергеевич**
студент

**Аксенов
Стас Валерьевич**
студент

**Козлов
Андрей Михайлович**
доцент

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

ПРОИЗВОДСТВО ЖИДКОГО АЗОТА НА МЕСТЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЗВОЛЯЕТ СНИЗИТЬ ЗАТРАТЫ НА ЕГО ДОСТАВКУ И ХРАНЕНИЕ, А ТАКЖЕ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ПОСТОЯННОЕ НАЛИЧИЕ ЭТОГО РЕСУРСА В НУЖНОМ КОЛИЧЕСТВЕ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОГО АЗОТА НА ПРОМЫСЛЕ ПРИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ

PRODUCING LIQUID NITROGEN AT THE POINT OF USE REDUCES THE COST OF ITS DELIVERY AND STORAGE, AND ALSO ENSURES THE CONSTANT AVAILABILITY OF THIS RESOURCE IN THE REQUIRED QUANTITY. THE ARTICLE DISCUSSES THE FEATURES OF THE USE OF LIQUID NITROGEN IN OIL AND GAS PRODUCTION

Ключевые слова: *производство жидкого азота, воздуходелительная установка, бурение нефтяных и газовых скважин, применение жидкого азота.*

С учетом волатильности цен на углеводороды и ограничения на нефтедобычу, все больше внимания уделяется экономически эффективным методам разработки месторождений, в частности – экологически чистым технологиям бурения скважин и интенсификации добычи, одним из которых является применение жидкого и газообразного (регазифицированного) азота [1].

Одним из пионеров использования жидкого азота при бурении является компания ЛУКОЙЛ, но и другие заказчики нефтесервисных услуг включают в свои требования применение жидкого азота как одно из условий выполнения работ с минимальным воздействием на окружающую среду [2]. Тем не менее наблюдается значительный рост стоимости

жидкого азота с 2020 года, что обусловлено различными факторами, в том числе переводом части крупных воздуходелительных установок (ВРУ) на преимущественное производство повышенных объемов кислорода для медицинских учреждений и ограничением на внешнеторговые операции. В связи с этим возникает вопрос о целесообразности и экономической выгоды производства жидкого азота непосредственно на месте его потребления, так как производство жидкого азота на месте значительно снижает логистическую составляющую расходов, снижает стоимость услуг хранения и снижает себестоимость таких работ [3].

Актуальность использования жидкого азота и его производства на месте использования заключается в повышении эффективности процессов, снижении затрат и обеспечении необходимых условий для различных видов деятельности. Так как азот является одним из самых дешевых инертных газов, он идеально подходит для повышения давления в нефтяных скважинах благодаря своим инертным бескислородным свойствам. Азот, в отличие от других газов, не оказывает коррозионного воздействия на трубопроводы скважины и может использоваться при закачке пресной и соленой воды. В последнее время азот (как жидкий, так и газообразный) находит применение в следующих операциях со скважиной:

Азот является одним из самых дешевых инертных газов, благодаря своим инертным бескислородным свойствам он идеально подходит для повышения давления в нефтяных скважинах

- закачивание азота в скважину или в продуктивную зону для устранения опасности внутрискважинных пожаров и взрывов, которые могут возникнуть при реакции кислорода воздуха с углеводородами;
- закачивание азота под высоким давлением в скважину для вытеснения бурового раствора и снижения гидростатического напора;

- поддержание пластового давления для дальнейшей выработки продуктивного пласта;
- продувка азотом – процесс требуется для очистки трубопроводов и емкостей от жидкостей или снижения уровня кислорода;
- использование жидкого азота в качестве рабочего агента для бурения скважины.

Несмотря на возможность использования ВРУ для производства азота, кислорода и аргона, при небольших объемах целесообразно выбирать установки с выдачей только жидкого и газообразного азота

Несмотря на актуальность применения жидкого азота, многие подрядчики приобретают жидкий азот у сторонних поставщиков, а не приобретают или берут в лизинг ВРУ малой мощности, несмотря на наличие на рынке таких установок, в том числе российского производства.

Воздуходелительные установки (ВРУ) и установки для производства жидкого азота представляют собой ключевые технические средства в процессе создания и применения жидкого азота. Несмотря на возможность проектирования и использования ВРУ для производства азота, кислорода и аргона (жидких и газообразных), при небольших объемах целесообразно выбирать установки с выдачей только

жидкого и газообразного азота, а при значительных логистических трудностях и потребностях – еще и кислорода.

Иностранное название «генераторы жидкого азота», в свою очередь, подразумевает первоначальное получение чистого азота с помощью короткоциклового адсорбции или мембранного разделения с последующим сжижением с применением азотных или

гелиевых холодильных циклов, при этом такие установки находят применение чаще всего в лабораториях.

При рассмотрении установок небольшой мощности и ограниченного энергопотребления в России получили распространение как отечественные, так и иностранные установки производительностью от 100 кг/ч, которые могут быть размещены

на грузовых автомобилях и фактически являются передвижными. При стоимости от 50 млн руб. (установка без стоимости автомобиля) и мощности от 100кВт·ч целесообразность таких установок обусловлена возможностью круглосуточной работы без контроля специалистов с накоплением жидкого азота в криогенных емкостях и выдачей газообразного азота давлением до 200 атм без применения дорогостоящих газовых компрессоров (используются криогенные насосы малой мощности).

Таким образом, одним из ограничивающих факторов широкого распространения использования жидкого азота может являться повышенная стоимость агента и, как следствие, повышенная стоимость работ, однако применение мобильных установок для получения жидкого азота может существенно расширить экономические перспективы этого криоагента при бурении и эксплуатации месторождений. ●

Литература

1. Азот в нефтяной промышленности [Электронный ресурс]. – <https://agse.ru/info/azot-v-neftyanoj-promyshlennosti> (дата обращения: 08.04.2024).
2. Освоение скважин азотом [Электронный ресурс]. – <https://kazgeotech.kz/osvoenie-skvazhina-azotom> (дата обращения: 09.04.2024).
3. Освоение скважин азотом [Электронный ресурс]. – <http://nhpp.su/index.php?id=30> (дата обращения: 05.04.2024).

KEYWORDS: *liquid nitrogen, air separation plant, drilling of oil and gas wells, application of liquid nitrogen.*

УДК 661.93:622.24



РЕКЛАМА

STELLADIMOSCAHOTEL.COM



НОВЫЙ ОТЕЛЬ КЛАССА ЛЮКС STELLA DI MOSCA – ИДЕАЛЬНАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ ОСТАНОВИТЬСЯ В САМОМ СЕРДЦЕ МОСКВЫ, НО ПРИ ЭТОМ ОСТАТЬСЯ В СТОРОНЕ ОТ СТОЛИЧНОЙ СУЕТЫ И ТОЛП ТУРИСТОВ. ЭТОТ МОСКОВСКИЙ ПРОЕКТ БРЕНДА VULGARI СОСТОИТ ИЗ 65 НОМЕРОВ И ЛЮКСОВ, В КОТОРЫХ РОСКОШЬ НЕ ВЫСТАВЛЕНА НА ПОКАЗ, НО ПРОЯВЛЯЕТСЯ В КАЖДОЙ ДЕТАЛИ ИНТЕРЬЕРА. А РОСКОШНЫЙ СПА-ЦЕНТР ПЛОЩАДЬЮ 1400 КВ.М. С 25-МЕТРОВЫМ БАССЕЙНОМ, ИТАЛЬЯНСКИЙ РЕСТОРАН И УНИКАЛЬНЫЙ БУТИК ШОКОЛАДА НЕ ОСТАВЯТ РАВНОДУШНЫМИ ДАЖЕ САМЫХ ВЗЫСКАТЕЛЬНЫХ ГОСТЕЙ.

+7 495 252 55 55 МОСКВА, БОЛЬШАЯ НИКИТСКАЯ, 9

STELLA DI MOSCA HOTEL



ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

при разработке Майкопских отложений Индоло-Кубанского прогиба Керченского полуострова

В СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ КРАТКАЯ ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ КРЫМ И ОСОБЕННОСТИ МАЙКОПСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОВОРОТНОГО ГКМ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ КЛАССИФИКАЦИИ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ. НА ОСНОВАНИИ ПРИВЕДЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИИ И ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ, МАЙКОПСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ОТНЕСЕНЫ К ТИПУ МОНТМОРИЛЛОНИТОВОЙ ГРУППЫ. РАССМОТРЕН ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ВО ВРЕМЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИН НА ПОВОРОТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ И ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА ТИПА И ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ МАЙКОПСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, ПРОВЕДЕНА ОЦЕНКА РАЗЖИЖИТЕЛЕЙ РАЗНЫХ ГРУПП. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОЦЕНКИ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО К НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫМ ДЕФЛОКУЛЯНТАМ УТЯЖЕЛЕННОГО KCL-ПОЛИМЕРНОГО ОТНОСЯТСЯ МАТЕРИАЛЫ ГРУППЫ ПРОИЗВОДНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ КИСЛОТ

THE ARTICLE PROVIDES A BRIEF HISTORY OF THE DEVELOPMENT OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OF THE REPUBLIC OF CRIMEA AND THE FEATURES OF THE MAIKOP DEPOSITS OF THE POVOROTNOYE GAS CONDENSATE FIELD. CLASSIFICATIONS OF CLAY MINERALS ARE PRESENTED. BASED ON THE ABOVE CLASSIFICATION AND THE MAIN INDICATORS OF CLAYEY SHALES, THE MAIKOP DEPOSITS ARE CLASSIFIED AS A TYPE OF MONTMORILLONITE GROUP. THE EXPERIENCE OF APPLICATION AND THE MAIN PROBLEMS DURING WELL DRILLING AT THE POVOROTNOYE FIELD AND THE PRINCIPLES OF CHOOSING THE TYPE AND PARAMETERS OF DRILLING FLUID FOR OPENING MAIKOP DEPOSITS ARE CONSIDERED, AND AN ASSESSMENT OF DILUENTS OF DIFFERENT GROUPS IS CARRIED OUT. BASED ON THE ASSESSMENT RESULTS, IT WAS FOUND THAT THE MOST EFFECTIVE DEFLOCCULANTS OF WEIGHTED KCL-POLYMERS INCLUDE MATERIALS FROM THE GROUP OF ORGANIC ACID DERIVATIVES

Ключевые слова: майкопские отложения, буровые растворы, монтмориллонитовые глины, глинистые сланцы, понизители фильтрации, ингибирование, разжижители.

Минибаев Вильдан Вагизович

генеральный директор
ООО «Химпром»,
к.т.н.

Двойников Михаил Владимирович

заведующий кафедрой
бурения скважин,
научный руководитель
НЦ «Арктика»,
Санкт-Петербургский горный
университет,
профессор, д.т.н.

Камбулов Евгений Юрьевич

научный руководитель
лаборатории «Сооружение
скважин» НЦ «Арктика»,
к.х.н.

Ивахненко Александр Евгеньевич

директор департамента

Для поддержания уровня добычи углеводородов в Крыму по государственной программе «Развитие топливно-энергетического комплекса Республики Крым» принято решение в части бурения скважин нефтяных и газовых скважин на полуострове и предусмотрено в т.ч. и освоение Поворотного ГКМ.

Поворотное ГКМ принадлежит в Индоло-Кубанской нефтегазоносной провинции, которая располагается на территории Республики Крым и прилегающей к ней акватории Азовского моря. Ориентировочные запасы Поворотного ГКМ составляют 3,5 млрд м³ газа.

По данным портала Neftegaz.ru, до 1991 г. на Поворотном ГКМ ранее было пробурено 6 поисковых и одна разведочная скважины, по результатам работы которых был получен приток газа и газового конденсата. Дальнейшего развития проекта не последовало.

Летом 2011 г. Крымгеология и East Crimea BV возобновили работы

по бурению на Поворотном ГКМ скважины POV-104 глубиной до 4 тыс. м до начала 2012 г.

После окончания строительства скважины POV-104 предполагалось бурение очередной скважины POV-105. Проект не получил развития.

Одна из причин, сдерживающая бурение скважин в Индоло-Кубанском прогибе, это мощные майкопские отложения, которые, в отличие от месторождений Юга России, Предкавказья и Северного Кавказа начинаются с глубины 120 м и заканчиваются на глубине 3400–3500 м.

В конце палеогенового и в начале неогенового периодов Индоло-Кубанский краевой прогиб заполняли воды большого, глубокого, теплого и соленого моря. На его дне отложилась двух-трех километровая толща глин майкопской серии, которая впервые была детально изучена известным геологом-нефтяником академиком И.М. Губкиным у города Майкопа.

ТАБЛИЦА 1. Классификация глинистых пород по Мондшайну [4]

Класс	Текстура	Емкость по метиленовой сини (мг-экв/100 г)	Состояние воды	Содержание воды, % масс.	Вид глин	Содержание глины, % масс.	Объемная плотность породы, г/см ³
A	Мягкая	20–40	Свободная и связанная	25–70	Монтмориллонит и иллит	20–30	1,2–1,5
B	Твердая	10–20	Связанная	15–25	Иллит и смешанный слой монтмориллонита-иллита	20–30	1,5–2,2
C	Плотная	3–10	Связанная	5–15	Следы монтмориллонита, высокий уровень в иллите	20–30	2,2–2,5
D	Хрупкая	0–3	Связанная	2–5	Иллит, каолин, хлорит	5–30	2,5–2,7
E	Прочно-твердая	10–20	Связанная	2–10	Иллит и смешанный слой монтмориллонита-иллита	20–30	2,3–2,7

Майкопские глины представляют собой серые и бурые овальные стяжения карбоната железа – конкреции сидерита. Эти глины слагают антиклинали Керченского полуострова, которые обнаружены под Казантипом бурением на глубине более четырехсот метров.

Отложения майкопа образовывались путем отжима из-под тех мест, где силы бокового сжатия и давление от веса вышележащих осадочных отложений были больше, и нагнетались-выдавливались туда, где рост глиняного выступа не встречал достаточного противодействия. Над участками отжимания глин возникли синклинальные прогибы, а над участками нагнетания глин – антиклинальные поднятия. В зависимости от того, удалось ли не удалось глиняному выступу разорвать слои вышележащих пород и достичь земной поверхности, антиклинали этого типа называют диапировыми и скрытыми диапировыми. Первые характерные в складчатой зоне кавказского направления, а вторые – крымского. Типичным скрытым диапиром является Мысовая антиклиналь полуострова Казантип. В ядре этой складки на глубине 124–3129 метров бурением было вскрыто несколько зон вязко-пластичных глин майкопской серии консистенции пластилина и пасты с очень высоким пластическим давлением [1].

В настоящее время майкопская серия делится на три подсерии: нижнюю, среднюю и верхнюю. Возраст нижней подсерии принят как нижний и средний олигоцен, средняя подсерия отнесена к верхнему олигоцену и верхняя – к нижнему-среднему миоцену [2]. Бурение скважин в таких условиях технически сложно, что дополнительно осложняется высокими температурами, которые достигают 131 °С в основании среднего майкопа и 150 °С в нижней части нижнего майкопа.

Глинистые породы относятся к переходным между типичными обломочными и химическими породами. Такое разнообразие их минералогического состава, связанности, минерализации поровой воды; их свойства изменяются в зависимости от глубины залегания, условий формирования и др. Поэтому основное количество осложнений в процессе бурения связано с разбуриванием именно в глинистых отложениях.

Классификации глинистых сланцев

Характерным признаком глин, а глин верхнего майкопа в частности, является их пластинчатость [3], т.е. способность массы влажной глины изменять под давлением свою форму и сохранять ее после устранения давления. По этому признаку все глинистые породы подразделяются на собственно глины, размокающие в воде, обладающие пластинчатостью, и на аргиллиты – камнеподобные породы, не размокающие в воде и не обладающие пластинчатостью.

Глины монтмориллонитовой группы преобладают среди групп глинистых минералов. Основная особенность монтмориллонитовых глин, делающих их важным полезным ископаемым, это их поглотительная способность.

Некоторые монтмориллонитовые глины при увлажнении резко увеличивают свой объем и приобретают студенистый, желеобразный облик. При высыхании их поверхность становится трещиноватой и весьма неровной. По этому признаку большинство монтмориллонитовых глин резко отличается от других глин.

Разными исследователями в зависимости от свойств глин приводится разная их классификация.



Так, общеизвестна классификация глинистых пород Мондштайна [4]. По этой классификации, исходя из минералогического состава, водонасыщенности и коллоидальности метиленовой сини, глинистые породы разделены на пять групп (А, В, С, D, E) (таблица 1).

Сланец класса А в основном характеризуется высоким содержанием воды и относительно высоким содержанием набухающих глин. Слово монтмориллонит, использованное в таблице 2, относится к набухающим глинам, определяемым по результатам теста с метиленовой сини. В настоящее время более общепринятым названием является слово смектит. Монтмориллонит входит в группу смектитов. Сланец класса А при взаимодействии с водой диспергирует и переходит в буровой раствор в качестве бурового шлама. Диспергирование и вымыв породы может пойти достаточно далеко с образованием каверн, особенно в условиях низких скоростей бурения. На виброситах будет наблюдаться отстой, содержащий небольшое количество отдельных частиц, если вообще это имеет место.

Сланец класса В реагирует на поглощение пресной воды, в основном становясь более пластичным или менее прочным. Вода медленно проникает из ствола скважины в тело сланца. В сланцах этого типа может встречаться аномальное поровое давление. Если не учитывать возможное действие давления,

сланец класса В обычно остается довольно стабильным после проходки долотом. Наблюдаемый на виброситах буровой раствор, выходящий из скважины, должен содержать отдельные частицы сланца со скругленными краями и углами.

Сланец класса С более склонен к обрушению в скважину, чем первые два класса. Поглощение пресной воды вызывает некоторое размягчение, вероятно наличие интервалов, в которых сланец еще будет твердым после поглощения воды и некоторого разбухания, так что от основной массы породы должны отделяться фрагменты и выпадать в скважину. Механизм фрагментации может быть результатом капиллярного поглощения вдоль плоскостей напластования или просто проникновения воды в массу сланца из скважины. Сланцы класса С могут также находиться под действием аномального давления. При бурении с достаточно высоким отрицательным давлением в скважину могут выпадать большие части сланца. Фрагменты, высвобождаемые в процессе капиллярного поглощения вдоль плоскостей напластования, как правило, будут на вибросите с острыми краями и углами.

Сланец класса D относится к хрупким сланцам и разделяется на небольшие частицы при погружении в воду, но весьма незначительно, если вообще разбухает и размягчается.

Гидратация при контакте с водным буровым раствором вызывает разделение по плоскостям старых трещин. Сланцы класса D могут находиться под аномальным давлением и проявлять склонность к интенсивному обрушению при бурении с отрицательным дифференциальным давлением. Обрушение еще больше усиливается, если плоскости напластования являются крутопадающими.

Сланцы класса E, вероятнее всего, будут обнаруживаться достаточно глубоко и обычно находятся под аномальным давлением. Этот сланец склонен к интенсивному обрушению после поглощения пресной воды. Может происходить фрагментация путем растрескивания, и при бурении с отрицательным давлением можно ожидать попадание в скважину больших кусков с высокой прочностью. На интервалах с чередующимися смектитами и иллитами жилы иллита могут разделяться на два различных сланца из-за неодинаковой степени разбухания.

Классификация Мондштайна достаточно сложна и неоднозначна, так как не дает четкого разграничения глин по классам. Оценить восприимчивость каждого класса глин к воздействию растворов еще сложнее ввиду отсутствия количественных критериев взаимодействия с буровыми растворами.

В.С. Новиков в работе [5] классифицирует глинистые минералы по их структурным

ТАБЛИЦА 2. Характеристика основных глинистых минералов В.С. Новикова [5]

Тип структуры	Минерал	Средний структурный заряд на одну ячейку	Состояние воды	Объемная плотность породы, г/см ³	Удельная поверхность, м ² /г	Емкость по метиленовой сини (мг-экв/100 г)
1:1	Каолинит	0	Молекулярная, водородная	1,2–1,5	3,0–15	8,0–20,0
2:1	Монтмориллонит	0,66	Ионно-электронная, молекулярная	1,5–2,2	600–850	80–150
2:1	Гидрослюда Вермикулит	1,33 1,40		2,2–2,5	65–180 80–850	10,0–40 0–150,0
2:1:1	Хлорит	–	Электрическая, молекулярная, водородная	2,5–2,7	80	10,0–40,0
1:1; 2:1; 2:1:1	Смешанно-слоистый с упорядоченным чередованием слоев	1,1	–	2,3–2,7	–	–

ТАБЛИЦА 3. Классификация глинистых пород по В.Н. Кошелеву [5]

Класс	Характеристика	Плотность породы, г/см ³	Минерализация поровой воды, г/л	Емкость обменного комплекса, мг-экв/100 г породы	Общая пористость, %	Описание
I	Рыхлые глины, структурно-минералогическое сцепление отсутствует, породы слабо связанные	1,70–1,90	≤ 5	≥ 44	≥ 30	При бурении сильно диспергируют под воздействием потока раствора. На активность физико-химических процессов при контакте с раствором существенное влияние оказывают не только состав и концентрация солей в поровой воде и фильтрате, но и минеральный состав пород
II	Слабоуплотненные глины, слабосвязанные, структурно-минералогическое сцепление развито очень слабо	1,91–2,10	5–13	44–37	22–30	В пресной воде и в присутствии пептизаторов порода переходит в пастообразное состояние. Значительная склонность к поверхностной и осмотической гидратации служит причиной их перехода в класс рыхлых глин или суспензий
III	Уплотненные глины и глинистые мергели. Глины имеют слабое минералогическое сцепление, а глинистые мергели – сильное	2,10–2,30	13–22	28–37	15–22	Проявляют большую склонность к осмотической гидратации, чем к поверхностной. В воде или в присутствии пептизатора размокают до пастообразного состояния. Осмотическое увлажнение приводит к переходу их во второй класс, а осушение повышает механическую прочность породы. Глины этого класса подвержены действию раскливающего давления, вследствие чего может происходить увлажнение поверхности разрыва и усиливаться поверхностное набухание, что больше ослабляет связи между блоками и приводит к осыпанию пород в ствол скважины
IV	Аргиллитоподобные глины и мергели с большим содержанием карбонатов Эти породы полутвердые, непластичные, с развитым сцеплением	2,31–2,50	23–80	16–28	8–15	В воде породы этого класса распадаются с течением времени на пластинки или угловатые кусочки, в присутствии пептизаторов могут диспергироваться через значительные промежутки времени. В виду малого объема порового пространства осмотическое увлажнение носит быстро затухающий характер, а осушение невозможно, так как в породе практически отсутствует свободная вода
V	Аргиллиты, глинистые сланцы, плотные и кремнеземные мергели, глинистые известняки и глинистые доломиты. Породы данного класса жесткие, непластичные	≥ 2,51	≥ 80	≤ 16	≤ 8	Восприимчивость к физико-химическому воздействию жидкой фазы буровых растворов низкая: поверхностное набухание, а также осмотическое увлажнение или осушение не характерны. Раскливающее давление может способствовать нарушению устойчивости пород этого класса только через наличие сланцеватости или микротрещиноватости

особенностям и проводит характеристику глинистых минералов в зависимости от строения, состава и энергетического состояния.

Нестехиометрические замещения катионов приводят к нарушению электронейтральности кристаллической структуры и отрицательному заряду на внешней поверхности кристаллической

решетки, по величине которого глинистые минералы располагаются в такой последовательности: каолинит, монтмориллонит, гидрослюда (таблица 2).

В.Н. Кошелев с коллегами установил [4], что между объемной плотностью, влажностью, емкостью обменного комплекса глин и минерализацией поровой воды существует определенная

связь, которая описывается математической моделью.

На основании этих исследований глинистые породы подразделены также на пять классов, каждый из которых характеризуется набором свойств, которые определяют требования к буровым растворам и их свойствам. Характеристики и описание глин приведены в таблице 3.

Согласно работе [6] Е.М. Сергеев с соавторами в зависимости от осадочного происхождения различного возраста и степени литификации монтмориллонит относят к ячеистой микроструктуре, которая характеризуется наличием изометричных открытых ячеек размером от 2–3 до 10–12 мкм. Стенки ячеек сложены микроагрегатами, которые взаимодействуют по типу базис-базис и базис-скол с образованием ближних и дальних коагуляционных контактов. Ячеистая структура молодых глинистых осадков представлена главным образом монтмориллонит-гидрослюдистым составом, содержащим не менее 25–30% глинистых частиц. Ячеистые структуры образуются в условиях «спокойного» осадконакопления как в пресных, так и в соленых водах. Ячеистая микроструктура наиболее рыхлая и наименее прочная из всех микроструктур глинистых образований.

Из анализа таблиц 1–3 с классификацией глин можно сделать заключение, что майкопские глины относятся к группе слабоуплотненных набухающих глин, группе монтмориллонитов с ячеистой микроструктурой, развитой удельной поверхностью, высокой адсорбционной способностью по метиленовому синему красителю и минерализацией пластовой до 13 г/л.

Описание технологии промывки

На основании вышеприведенного анализа до начала бурения скважин на Поворотном месторождении можно предположить следующие ситуации, которые могут возникнуть во время вскрытия бурением майкопских отложений при строительстве скважин, а именно:

- сальникообразование с последующим поршневанием;
- посадки, затяжки и проработки во время спуско-подъемных операций;
- неконтролируемый рост вязкостных и структурно-реологических параметров бурового раствора по причине механического диспергирования выбуренной глинистой породы;
- возможность потери подвижности бурильного инструмента.

Строительство скважин в таких сложных горно-геологических условиях подразумевает, согласно проектным решениям, многосекционные металлоемкие конструкции и применение долот большого диаметра.

В марте 2020 года в рамках принятой программы развития топливно-энергетического комплекса Республики Крым были возобновлены работы по бурению вертикальной разведочной скважины Поворотного месторождения с целью уточнения запасов углеводородов.

Строительство скважины подразумевает 4-секционную конструкцию (без учета «забивного» 630 мм направления). Конструкция скважины и диаметр применяемых долот приведен в таблице 4.

Групповым рабочим проектом бурение разведочных скважин на Поворотном месторождении бурение всех секций скважины (за исключением 426 мм кондуктора) предусматривает безамбарную технологию на KCl-полимерном известковом растворе с параметрами, приведенными в таблице 5.

Выбор типа бурового раствора основывается на геологической информации о породах вскрываемых скважиной.

Согласно нормативно-технологическим документам и проектным решениям, главные проблемы при выборе рецептуры бурового раствора при проводке скважин на Поворотном месторождении это:

- глины майкопских отложений, мощность, которых достигает более 3000 м;
- аномально-высокие пластовые давления, которые в зависимости от интервала бурения изменяются

от 1,7 г/см³ до 1,95 г/см³ в эквиваленте плотностей.

- повышенные температуры, достигающие 150 °С.

Все эти факторы требуют постоянного анализа и систематизации полученных промысловых данных, поиска новых технологий в улучшении технико-экономических показателей строительства скважин, а повышенные забойные температуры, высокие давления и большие объемы бурового раствора требуют со стороны растворных компаний опыта работы в горно-технологических условиях бурения скважин на месторождениях Юга России и Северного Кавказа.

Если поддержание высокой плотности бурового раствора не представляет особых сложностей и решается выбором качественного баритового утяжелителя, то выбор типа бурового раствора и материалов для вскрытия глин майкопских толщ требует отдельного обсуждения.

На основании анализа рецептур буровых растворов при строительстве скважин на месторождениях Северного Кавказа и Юга России известно, что чаще всего вскрытие майкопских отложений осуществляется с применением пресных буровых растворов или растворов на углеводородной основе.

Бурение и вскрытие майкопских глин на минерализованных растворах крайне редко, и их применение носит больше характер опытных испытаний.

С другой стороны, нужно добавить, что применение KCl-полимерных буровых растворов требует высокой технологической дисциплины: своевременного мытья и очистки емкостей, линий трубопровода,

ТАБЛИЦА 4. Конструкция скважины и диаметры применяемых долот

Наименование колонны	Диаметр внешний, мм	Глубина спуска по вертикали, м	Диаметр долота, мм
Направление	630	14	–
Кондуктор	426	120	555
I Промежуточная	324	1200	394
II Промежуточная	245	3450	295
Эксплуатационная	168	4200	215

ТАБЛИЦА 5. Поинтервальные параметры утяжеленного KCl-полимерного раствора

Наименование параметра раствора	Элемент конструкции, интервал бурения		
	324 мм тех. колонна	245 мм пром. колонна	168 мм эксп. колонна
	120-1200 М	1200-3450 М	3450-4200 М
Плотность, г/см ³	1,39	1,8–1,9	1,95
Фильтрация, см ³ /30 мин	8–6	7–6	5–4
Корка, мм	≤ 1	≤ 1	≤ 1
Условная вязкость по Маршу, сек	65–85	70–120	60–80
Динамическое напряжение сдвига, дПа	40–60	30–60	35–55
Пластическая вязкость, сП	30–40	35–65	40–55
Gels _{10/10} , дПа	5–10/10–35	10–20/30–60	15–25/30–65
pH	9–10	9–10	9–10
Содержание коллоидной фракции MBT, кг/м ³	≤ 70	≤ 91	≤ 77
Песок, %	≤ 1	≤ 1	≤ 1
Смазка, %	≥ 2	≥ 2	≥ 3
Тв.фаза, %	20–30	35–45	35–45
Коэф. трения по КТК-2	0,02–0,025	0,02–0,025	0,02–0,025
Концентрация Cl ⁻ , мг·эquiv/л	80 000–100 000	80 000–100 000	80 000–100 000
Концентрация Ca ²⁺ , мг·эquiv/л	≤ 600	≤ 600	≤ 600

подвоза технической воды для приготовления раствора, поддержания в работоспособном состоянии наземного и внутрискважинного оборудования, своевременного вывоза отходов бурения и т.д. Нельзя не отметить, что использование KCl-полимерных систем требует дополнительных затрат на его утилизацию, особенно в условиях природоохраненных зон.

Бурение интервала на скважине Поворотного месторождения под первую 426 мм техническую колонну в интервале 120–1200 м было осуществлено на KCl-полимерном буровом растворе с минерализацией по хлорид-ионам, согласно программным значениям 80 000–100 000 мг·эquiv/л и плотностью 1,70 г/см³, значение фильтрации, замеренное на фильтр-прессе компании OFITE, не превышало 5 см³/30 мин по стандарту ISO 10414-1. Поддержание вязкостных и структурно-реологических параметров на протяжении бурения всего интервала по мере углубления в условиях механических скоростей на уровне 8–10 м/час происходило пополнением свежеприготовленным KCl-утяжеленным буровым раствором.

Температура выходящего раствора из скважины на окончание бурения составляла 47 °С.

В качестве понизителя фильтрации в рецептуре бурового раствора использовали высокоочищенную полианионную целлюлозу, для предотвращения сальникообразования и прихватов – противосальниковую добавку и смазочные добавки на основе метиловых эфиров рапсового масла ведущих отечественных поставщиков химреагентов и материалов.

В целом бурение под первую промежуточную колонну протекало без особых осложнений, планируемый комплекс ГИС был проведен в полном объеме, 426 мм обсадная колонна спущена на проектную глубину 1200 м и зацементирована. Все работы были проведены в плановые сроки строительства скважины.

Бурение интервала под вторую колонну 245 мм было начато также на KCl-утяжеленном полимерном буровом растворе плотностью 1,80 г/см³, минерализацией фильтрата 80 000–100 000 мг·эquiv/л, условной вязкостью 70 сек по воронке Марша.

На протяжении бурения всего интервала с глубины 1460 м до 2000 м постоянно отмечался рост вязкостных и структурно-реологических параметров, условная вязкость в течение трех циклов циркуляции (360–420 мин) с механической скоростью бурения 3–4 м/час и производительностью буровых насосов 28–32 л/сек достигала 190 сек по воронке Марша. Температура выходящего раствора из скважины с глубины 1900 м достигала 62 °С. Программой промывки для бурения скважины на Поворотном месторождении было предусмотрено применение таких разжижителей, как Окзил-М (окисленный лигносульфонат натрия) и гидрофобизирующей добавки ГКЖ-11Н на основе кремнийорганических соединений.

С глубины 2000 м для усиления ингибирующего действия было принято решение об увеличении минерализации фильтрата до 170 000 мг·эquiv/л по ионам хлора. Увеличение минерализации и использование выше указанных материалов во время бурения в интервале 2000–2572 м в качестве дефлокулянтов приводило к разжижению бурового раствора, но эффект имел кратковременный

ТАБЛИЦА 6. Структурно-реологические и фильтрационные параметры утяжеленного минерализованного KCl-полимерного бурового раствора до и после прогрева при 150 °С в течение 16 часов в зависимости от типа разжижителей в концентрации 1%

Параметры	Наименование материалов															
	Базовый буровой раствор*		ГКЖ-11Н		Flosperse-3018CS		Lamsperes 300		Desco CF		Окзил-М		Neolvert GF		НМН-500	
	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после
до зашламления																
Плотность, г/см ³	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94
УВ (по Маршу), кварта/сек	127	96	88	82	97	89	101	92	91	86	108	98	73	70	74	71
Пласт. вязкость, мПа·с	59	41	40	38	52	48	59	50	55	46	56	51	27	24	29	27
Динам. напряж. сдвига, lbs/100ft ²	36	26	37	34	27	25	28	27	28	25	29	27	21	19	18	18
Gels _{10/10} , lbs/100ft ²	15/63	12/48	11/40	9/37	8/35	7/33	9/31	9/34	9/40	8/38	8/39	7/37	10/37	9/35	8/34	7/32
Фильтратоотдача, Ф ₃₀ , см ³ /30 мин	5,2	5,1	4,8	4,8	5,3	5,4	5,2	5,6	5,0	5,2	5,2	5,3	4,7	5,3	5,0	5,2
Фильтратоотдача НТНР, см ³ /30 мин	16,5	16,3	15,7	15,6	16,5	16,6	16,7	17,0	15,9	16,0	15,7	15,9	15,6	16,0	16,2	16,3
после зашламления 100 г/л																
Плотность, г/см ³	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
УВ (по Маршу), кварта/сек	172	141	97	94	111	104	118	113	101	96	141	136	85	80	86	83
Пласт. вязкость, мПа·с	67	54	47	45	55	54	59	56	57	54	62	59	35	32	34	31
Динам. напряж. сдвига, lbs/100ft ²	46	37	39	37	29	30	36	34	33	31	31	32	26	24	26	23
Gels _{10/10} , lbs/100ft ²	24/63	20/54	12/44	13/43	9/37	9/36	12/41	11/40	10/41	9/40	9/41	9/40	12/40	9/36	11/37	12/39
Фильтратоотдача, Ф ₃₀ , см ³ /30 мин	4,8	4,8	4,6	4,8	5,0	5,0	5,5	5,3	4,8	5,0	5,0	5,2	4,8	4,8	4,9	4,8
Фильтратоотдача НТНР, см ³ /30 мин	15,7	16,0	15,3	15,0	16,2	16,0	17,0	16,8	15,6	15,6	15,7	16,0	15,0	15,3	16,0	15,7

* Проба бурового раствора была отобрана в количестве 10 литров на промежуточной промывке на глубине 1800 м во время спуска бурильного инструмента на забой 2562 м

характер. Так, уже через два цикла циркуляции буровой раствор снова загустевал и значения условной вязкости по Маршу, замеренной при комнатной температуре, превышали 200 сек и достигали нетекучего состояния. Температура выходящего раствора с глубины 2500 м достигала 67 °С.

В целом ожидаемого эффекта от повышения минерализации бурового раствора и применяемых типов дефлокулянтов, получено не было.

Выбор дефлокулянта и оценка разжижающей способности утяжеленного KCl-полимерного раствора

С целью оптимизации рецептуры бурового раствора были проведены лабораторные исследования широко применяемых разжижителей по отношению к утяжеленному

баритом KCl-полимерному буровому раствору. По этой причине во время циркуляции с глубины 2186 м была отобрана и отправлена проба бурового раствора в центральную лабораторию ООО «КорТекс Сервисез» для подбора разжижителей утяжеленного KCl-полимерного раствора.

В качестве дефлокулянтов для лабораторных испытаний были выбраны следующие материалы торговых марок:

- Desco CF – таниновый дефлокулянт, применяемый для контроля реологии пресных и минерализованных буровых растворов в условиях до 200 °С;
- Окзил-СМ – модифицированный лигносульфонный материал, содержащий в своем составе соли хрома и алюминия;
- Flosperse 3018 CS и Lamsperse 300 – высокотемпературные синтетические полимеры на основе производных полиакриламидов и их замещенных;
- ГКЖ-11Н – кремнийорганическая гидрофобизирующая жидкость;
- НМН-500 – композиционный состав производных солей нафтеновых кислот;
- Neolvert GF – гидрофобизирующая добавка – ПАВ на основе производных высших жирных кислот и их амидов.

Рассматриваемые в статье материалы принадлежат четырем группам:

- модифицированные природные разветвленные полифенольные полимеры (Desco CF, Окзил-СМ);
- синтетические полимеры (Flosperse 3018, CS Lamsperse 300);
- кремнийорганическая (ГКЖ-11Н);
- замещенные органические кислоты и их соли (Neolvert GF, НМН-500).

Если разжижающий эффект синтетических полимеров и кремнийорганических соединений известен широко, то дефлокулирующее действие замещенных органических кислот в литературе упоминается редко. В статье авторы Азербайджанского государственного университета нефти [7] отмечают разжижающую способность сульфированного остатка нафтеновых кислот, а в патенте [8] группой авторов компании ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» рассматривается раствор на углеводородной основе, в котором основными компонентами выступают литиевые и кальциевые соли нафтеновых кислот.

В справочнике авторов А.И. Булатова, А.И. Пенькова и Ю.М. Проселкова [9] упоминается применение нафтенов алюминия

в качестве ингибирующей и гидрофобизирующей добавки в промывочные жидкости.

Оценку разжижающей способности указанных материалов в концентрации 1 % проводили по изменению основных структурно-реологических параметров: пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига и статическое напряжение сдвига. Названные параметры были определены на ротационном вискозиметре OFITE 900 до и после прогрева в течение 16 часов в роллерной печи при температуре 150 °С. Для моделирования загущения бурового раствора использовали измельченный шлам натурального керна майкопских отложений одного из месторождений Краснодарского края в концентрации 100 кг/м³. Результаты измерений представлены в таблице 6.

Из результатов анализа таблицы 6 отчетливо видно, что наиболее эффективным дефлокулянт по отношению к рассматриваемому раствору являются материалы Neolvert GF и НМН-500, которые относятся к группе разжижителей на основе органических кислот и их производных.

Подтверждением этому служит: снижение структурно-реологических характеристик в 1,5–2 раза незашламлированного и зашламленного буровых растворов, обработанных материалами Neolvert GF и НМН-500 по отношению к базовому буровому, отобранному со скважины. Нужно отметить, что дефлокулирующая способность указанных разжижителей положительно влияет на растворы как без шлама, так и со шламом.

Учитывая эффективность действия материалов органической природы в незашламлированном растворе с высокой концентрацией барита до зашламления и положительный эффект дефлокулянтов в зашламленном растворе, можно предположить следующее: молекулы органических соединений за счет адсорбции, в первую очередь на частицах барита (за счет большей развитой поверхности), изменяют характер поверхности с гидрофильной на гидрофобную. Это, в свою очередь, препятствует образованию пространственной

дисперсионной структуры и тем самым снижает вязкостные характеристики раствора.

Выводы

На основании проведенной классификации глинистых минералов, анализа бурения майкопских глин на Поворотном месторождении и лабораторных исследований, проведенных на реальном буровом растворе, можно сделать вывод, что:

- основная причина загущения утяжеленных баритом KCl-полимерных растворов это образование агломерата между частицами барита и монтмориллонитовой глины майкопских отложений в присутствии солей хлористого калия, которые усиливают этот эффект.
- разжижение утяжеленного KCl-полимерного раствора дефлокуляторами группы органических кислот и их производных дает основание рассмотреть при разбуривании майкопских глин применение в качестве промывочных жидкостей пресные эмульсии первого рода. ●

Литература

1. Клюкин А.А. Крымское Приазовье. – Симферополь Бизнес-Информ, 2019. – 143 с.
2. Геология СССР. Том VIII. Крым. Часть I. Геологическое описание. Изд-во «Недра». М. 1969 г. 225 с.
3. Ибатулин И.М., Липатов А.В., Живаева В.В. Исследование пластичных майкопских глин с целью подбора эффективного бурового раствора для бурения осложненного интервала // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015 – № 4. – С. 11–13.
4. Кошелев В.Н. Промывка нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2019. – 687 с.
5. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: Недра, 2000 – 384 с.
6. Типы микроструктур глинистых пород /Сергеев Е.М., Грабовская-Ольшеская Б., Осипов В.И., Соколов В.Н. // Инженерная геология – 1979 – № 2. – С. 48–58.
7. Расулов С.Р., Мамедов А.С., Зейналов Н.Э. Использование поверхностно-активных веществ при бурении скважин в истощенных пластах // Известия вузов. Горный журнал – 2018. – № 7, 2018. – С. 21–27.
8. 2019136273, Рос. Федерация, 11.11.2019 г. Буровой раствор на углеводородной основе. Авторы: Казаков Д.А., Боровкова И.С., Некрасова И.Л. и др.
9. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1982 г. – 317 с.

KEYWORDS: *Maikop deposits, drilling fluids, montmorillonite clays, clay shales, filtration media, inhibition, diluents.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕЗАВИСИМОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Новый энергетический стандарт

В ПОСЛЕДНЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ ПРЕТЕРПЕВАЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНУЮ ТРАНСФОРМАЦИЮ. ПРИЧИН ТОМУ НЕСКОЛЬКО: САНКЦИИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ И ФИНАНСОВАЯ БЛОКАДА, РАЗРЫВ ЛОГИСТИЧЕСКИХ ЦЕПОЧЕК И ДЕФИЦИТ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ РЕШЕНИЙ. ОСОБЕННО ОСТРО ЗВУЧИТ ВОПРОС ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ НЕЗАВИСИМОСТИ. В СЕГОДНЯШНИХ РЕАЛИЯХ, ЧТОБЫ ОБЕСПЕЧИТЬ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АВТОНОМНОЕ И НАДЕЖНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ОПИРАЕТСЯ НА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПАРТНЕРОВ. КАКИЕ ЖЕ РОССИЙСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ГЕНЕРАЦИИ СУЩЕСТВУЮТ В ДАННЫЙ МОМЕНТ И НАСКОЛЬКО ОНИ ЭФФЕКТИВНЫ?

THE RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY HAS UNDERGONE SIGNIFICANT TRANSFORMATION IN THE LAST DECADE. THERE ARE SEVERAL REASONS FOR THIS: SANCTIONS, TECHNOLOGICAL AND FINANCIAL BLOCKADE, RUPTURE OF SUPPLY CHAINS AND A SHORTAGE OF DOMESTIC SOLUTIONS. THE ISSUE OF ENERGY INDEPENDENCE IS ESPECIALLY SERIOUS. IN ORDER TO ENSURE AUTONOMOUS AND RELIABLE POWER SUPPLY AT ENTERPRISES IN THE PRESENT CONDITIONS, THE INDUSTRY RELIES ON DOMESTIC PARTNERS. WHAT RUSSIAN GENERATION SOLUTIONS EXIST AT THE MOMENT AND HOW EFFECTIVE ARE THEY?

Ключевые слова: энергетическая независимость, собственная генерация, энергоснабжение, газотурбинный энергоблок, система турбинного подвеса.

Проблемы в сфере генерации энергии

Газотурбинные, газопоршневые и дизельные энергоблоки... – вариантов для собственной генерации много. Однако, далеко не все из них гарантируют надежное энергоснабжение.

Некоторые установки и вовсе не соответствуют требованиям к работе с энергосистемой, не выдерживают аварийных ситуаций и автоматически отключаются. А если потребитель не подключен к дополнительному резерву мощности, он рискует остаться без электричества.

Турбины, используемые в энергетике на данный момент в большей своей массе являются авиапроизводными турбинами, имеют ограниченный ресурс (100–120 тысяч часов), а их капитальный ремонт производится на заводе-изготовителе, что увеличивает не только время восстановления работоспособности, но и затраты на ремонт и логистику. Ремонт же импортных турбин еще более сложный и дорогой, так как нарушены цепочки поставок запчастей, а многие сервисные центры прекратили свою деятельность на территории России.

Важен комплексный подход

Вместо типовых поставок газотурбинного оборудования компания АО «ГТ Энерго» предлагает комплексный подход к строительству газотурбинных станций (ГТЭС) с долгосрочной услугой энергоснабжения потребителей.

Являясь экспертом в области проектирования, строительства, эксплуатации и управления генерацией, «ГТ Энерго» берет на себя реализацию всех этих этапов «под ключ», в том числе за счет собственного финансирования. Партнер получает стабильные энергоресурсы и при этом снимает с себя вопросы и риски, связанные с эксплуатацией генерирующего объекта.



Схема комплексного подхода

Такого подхода компания придерживается на протяжении всей своей деятельности – более 20 лет успешной работы в распределенной энергетике. За это время было построено, введено в эксплуатацию и функционируют 44 энергоблока. Преимущественно ГТЭС возводятся на этапе строительства объектов нефтегазового комплекса или объекта промышленности, но бывает и так, что интегрируются в уже функционирующие предприятия. Часть станций, принадлежащих «ГТ Энерго», обеспечивают энергоснабжение крупных потребителей, часть работают на оптовый и розничный рынок электроэнергии и мощности.

Условия предоставления комплексной услуги энергоснабжения:

- долгосрочный контракт – 20 лет;
- гарантированный объем потребления энергоресурсов;
- природный газ или ПНГ в качестве топлива;
- режим работы – автономный или параллельно с энергосистемой.

РЕКЛАМА

Компактные станции нового поколения

Реализуя современный подход к распределенной генерации, компания «ГТ Энерго» разработала и внедрила новые компактные решения – ГТЭС четвертого поколения на базе энергоблоков ГТ-009GT. Это комплексная энергоустановка, которая производит электрическую и тепловую энергию в режиме когенерации. В энергоблоке ГТ-009GT объединены передовые технологии предыдущих поколений – 009, 009M и 009MЭ – и новые, перспективные разработки.



Щелковская ГТ-ТЭЦ

ГТ-009GT подходит для обеспечения энергией предприятий разных отраслей, включая нефтегазовые компании, и для отопления жилых домов и объектов городской инфраструктуры.

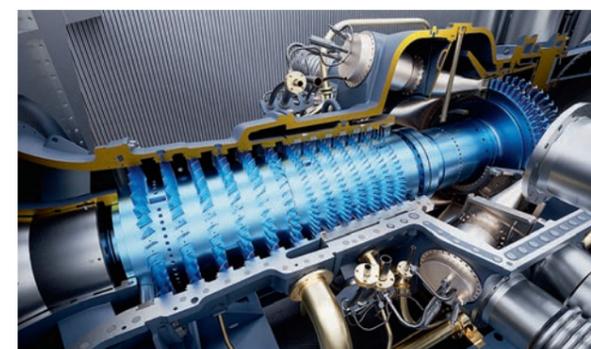
Его номинальная мощность составляет 9 МВт электрической и 11 Гкал/ч тепловой энергии в конфигурации когенерационного цикла.

Решения «ГТ Энерго» базируются на отечественных технологиях и компонентной базе, что обеспечивает независимость от зарубежных поставщиков.

Энергетическая газовая турбина «ГТ Энерго»

Ключевой элемент энергоблока ГТ-009GT – газовая турбина собственной разработки «ГТ Энерго» ГТ 009M(МЭ).

Газотурбинный двигатель представляет собой одновальную турбину, использующую регенеративный цикл с утилизацией тепла выхлопных газов



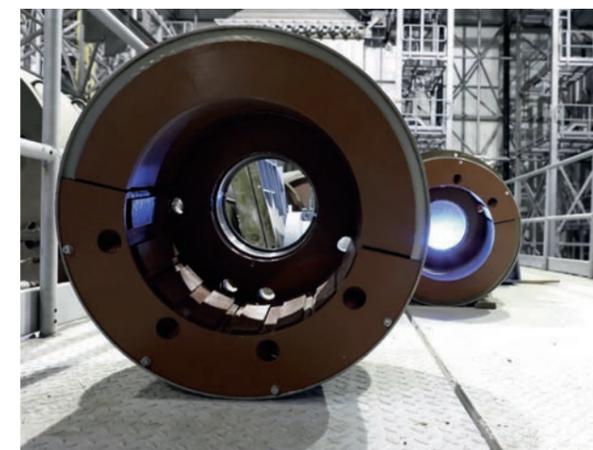
3D-модель двигателя ГТ-009MЭ

для предварительного нагрева воздуха перед поступлением его в камеру сгорания. Ротор турбины установлен на магнитных подшипниках.

Турбина ГТ-009M(МЭ) выполнена в виде обособленного блока и установлена на собственных опорах отдельно от турбогенератора, имеет увеличенный ресурс (200 000 часов) и полную локальную ремонтпригодность. Весь комплекс сервиса, в том числе капитальный ремонт, осуществляются непосредственно на станции, без отправки на завод-изготовитель. Это значительно экономит время и ресурсы.

Система магнитного подвеса

В энергоблоке ГТ-009GT используется передовая технология «ГТ Энерго» – система магнитного подвеса (СМП). Благодаря ей ротор турбины вращается в магнитном поле в состоянии левитации, без прямого контакта между движущимися и неподвижными элементами. Технология успешно применяется с 2008 года и демонстрирует высокую надежность и эффективность. Кроме того, СМП более экономична: минимизируются затраты на замену огнестойких масел, так необходимых при использовании традиционных масляных подшипников.



Система магнитных подшипников

В мае 2024 года компания завершила НИОКР по разработке собственного решения по СМП, успешно проведена опытно-промышленная эксплуатация, в том числе на пиковых и рабочих режимах ГТУ. Тем самым «ГТ Энерго» обеспечила себе полный суверенитет в части основного оборудования и систем автоматического управления для распределенной генерации.

Новые возможности

Перспективные отечественные технологии в сочетании с комплексным подходом к созданию и эксплуатации генерирующих объектов, создают подушку энергетической безопасности для предприятий НГК и дают импульс для укрепления и развития отрасли. ●

KEYWORDS: energy independence, own generation, energy supply, gas turbine power unit, turbine suspension system.

ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ ФАКТОРЫ И УСЛОВИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ИНСТИТУТОВ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА (ГР НГК) РОССИИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРАНСФОРМАЦИЙ. УСТОЙЧИВАЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ ПЛАТФОРМА СОДЕЙСТВУЕТ ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОТРАСЛИ, ДОСТИЖЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА И ОПЕРЕЖАЮЩЕГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ. РАЗРАБОТКА ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ЕЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПРЕДПОЛАГАЕТ ИССЛЕДОВАНИЕ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ГР НГК, ИЗУЧЕНИЕ ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ИНСТИТУТОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ, ПОСЛЕДУЮЩЕЕ ВНЕДРЕНИЕ НАИБОЛЕЕ РЕЗУЛЬТАТИВНЫХ ФОРМ И ИНСТРУМЕНТОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ С УЧЕТОМ ВНУТРЕННЕЙ СПЕЦИФИКИ. ОТМЕЧЕНА ЗНАЧИМОСТЬ СОЗДАНИЯ БАЗОВЫХ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫХ ПРЕДПОСЫЛОК ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНТЕГРАЦИОННЫХ ОБЪЕДИНЕНИЙ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНСТИТУТОВ ГР НГК НАХОДИТ ОТРАЖЕНИЕ В ИХ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ, ФИНАНСОВЫХ ВОЗМОЖНОСТЯХ, АДМИНИСТРАТИВНОМ ВЛИЯНИИ НА ПРИНИМАЕМЫЕ РЕШЕНИЯ. НА ПРИМЕРЕ КРУПНЕЙШИХ МЕЖДУНАРОДНЫХ ИНСТИТУТОВ (ООН, БРИКС, ЕАЭС, ШОС, ВТО, ОПЕК, ФСЭГ, IEA И ДР.) ПОКАЗАНЫ АДМИНИСТРАТИВНЫЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЫЧАГИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЛОБАЛЬНУЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ПОЛИТИКУ. СДЕЛАН ВЫВОД О НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИ ВЫБЕРЕННОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕГУЛИРУЮЩИХ РЕШЕНИЙ, УТОЧНЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕХАНИЗМОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ ГОСУДАРСТВА И НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С УЧЕТОМ ИНТЕРЕСОВ УЧАСТНИКОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ, ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

IN ARTICLE DISCUSSES THE ISSUES OF IMPROVING THE INSTITUTIONS OF STATE REGULATION OF THE RUSSIAN OIL AND GAS COMPLEX AT THE CURRENT STAGE OF ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL TRANSFORMATIONS. A SUSTAINABLE INSTITUTIONAL PLATFORM SUPPORT TO ENSURE THE SMOOTH FUNCTIONING OF THE INDUSTRY, ACHIEVE TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY AND ADVANCED ECONOMIC DEVELOPMENT. THE DEVELOPMENT OF PRIORITY DIRECTIONS OF ITS FUNCTIONING INVOLVES A RESEARCH OF THE INSTITUTIONAL FEATURES OF STATE REGULATION OF THE OIL AND GAS COMPLEX, ALSO THE BEST PRACTICES OF DOMESTIC AND FOREIGN REGULATORY INSTITUTIONS, AND THEN THE INTRODUCTION OF THE MOST EFFECTIVE FORMS AND INSTRUMENTS OF INFLUENCE, TAKING INTO ACCOUNT INTERNAL SPECIFICS. ARE NOTED THE IMPORTANCE OF CREATING BASIC INSTITUTIONAL PREREQUISITES FOR THE SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY AND ECONOMIC INTEGRATION ASSOCIATIONS. THE EFFECTIVENESS OF THE INSTITUTIONS OF STATE REGULATION OF THE OIL AND GAS COMPLEX IS REFLECTED IN THEIR COMPETITIVENESS, FINANCIAL CAPABILITIES, AND ADMINISTRATIVE INFLUENCE ON THE DECISIONS MADE. THE EXAMPLE OF THE LARGEST INTERNATIONAL INSTITUTIONS (UN, BRICS, EAEU, SCO, WTO, OPEC, GECF, IEA, ETC.) ARE SHOWN THE ADMINISTRATIVE AND ECONOMIC LEVERS OF INFLUENCE ON GLOBAL ENERGY POLICY. IT WAS CONCLUDED THAT IT IS NECESSARY TO USE METHODOLOGICALLY VERIFIED TOOLS WHEN MAKING REGULATORY DECISIONS, CLARIFY THE EXISTING MECHANISMS OF INTERACTION BETWEEN THE STATE AND OIL AND GAS ENTERPRISES, TAKING INTO ACCOUNT THE INTERESTS OF PARTICIPANTS IN ENERGY RELATIONS, AND ENSURE NATIONAL SECURITY AND ENERGY SUSTAINABILITY

Ключевые слова: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, институты государственного регулирования, институциональные факторы, институциональная инфраструктура, национальная безопасность, энергетическая безопасность, технологический суверенитет, экономическая интеграция.

Трофимов Сергей Евгеньевич

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

Индустриально развитые государства оказывают значительное воздействие на развитие мировой энергетики. ГР внешнеэкономической деятельности предполагает не только обеспечение энергетической безопасности, но и защиту интересов крупнейших национальных нефтегазовых компаний на иностранных рынках. В частности, это характерно в отношении доступа к МСБ зарубежных государств, т.е. наличию рынков сбыта для производимой продукции, стабильных объемов поставок и высоких цен,

обеспечивающих существенный приток экспортной выручки. Деятельность созданных институтов основательно влияет на ключевые отраслевые показатели, в т.ч. за счет заключенных контрактов. Предметом отдельного исследования могут выступать вопросы транзита российских углеводородов через территорию зарубежных государств, сложные внешнеэкономические отношения с некоторыми европейскими странами, а также поставки в Восточную Азию (Китай, Южную Корею, Японию и др.).

Именно создание необходимых институциональных условий обеспечивает проведение целостной государственной политики в НГК, для реализации которой требуется комплекс форм и инструментов регулирования; часть из них впоследствии способны видоизмениться или могут перестать применяться. Задействование ресурсов для использования всех возможностей, созданных международными институтами, предполагает ускорение реализации принятых решений и большой простор для их исполнения при соблюдении национальных интересов за счет как уже созданных, так и формируемых инструментов регулирования, учитывающих сущность и специфику НГК [12].

Экономически устойчивое развитие национального НГК невозможно без совершенствования на международном уровне институциональной составляющей в отношении расширения взаимодействия с крупнейшими нефтегазовыми корпорациями, объединениями стран, ведущими консалтинговыми, аналитическими компаниями, Всемирным банком, МВФ, другими финансовыми, научно-технологическими и прочими институтами глобальной экономики, непосредственно влияющими на происходящие в НГК процессы. Наиболее значимые, глобальные вопросы, нерешаемые в рамках взаимодействия отдельных государств, могут быть вынесены на обсуждение в ООН.

На современном этапе цифровой трансформации субъекты экономической деятельности становятся более уязвимыми в силу большей прозрачности информации и недостаточной защиты данных. Ожесточенная конкурентная борьба и, по сути, торговая война между США и Китаем вполне может служить дополнительным источником экономического роста в России, а также вектором развития глобальной экономики: одним из наиболее актуальных вопросов внутренней энергетической повестки является состояние НГК и перспективы его стратегического развития в обеих странах. Принятие государственных решений в НГК одновременно учитывает множество аспектов влияния, постоянный мониторинг спроса и предложения на углеводороды в ведущих индустриальных странах и государствах-партнерах, особенности их правовой системы и сформированных институтов, оценку сложившейся конъюнктуры, что особенно актуально в процессе глобализации мировой экономики.

Прагматичные международные взаимодействия содействуют стратегическому развитию НГК и достижению целевых показателей, призваны повлечь за собой синергетический эффект, позволяют избежать множества деструктивных факторов. Практически все экспортные поставки углеводородов в России осуществляются по различным маршрутам в страны Европы, СНГ и Восточной Азии. Рост внешнего спроса на углеводороды позволяет заключать долгосрочные контракты на более выгодных с ценовой точки зрения условиях [14]. Фактически конкуренция между потребителями за право стабильных бесперебойных поставок способствует повышению экспортных цен, развитию внутреннего промышленного

производства. Выделение на мировой энергетической карте регионов производителей и потребителей для решения ключевых вопросов в НГК осуществляется в рамках созданных эффективных институтов глобальной энергетической политики, которые выстроены как по горизонтальному, так и по вертикальному типу [20].

Не углубляясь в различные ответвления, в контексте исследования институционализм предполагает создание и функционирование различных институтов, в первую очередь международных с участием России (БРИКС, ВТО, ЕАЭС, ООН, ШОС и др.), деятельность которых призвана обеспечить совершенствование ГР НГК.

Специфика институциональных факторов государственного регулирования НГК России

На обсуждение положений и принятие международных решений по вопросам национальной и энергетической безопасности среди производителей и потребителей углеводородов значительное воздействие оказывают глобальные нефтегазовые корпорации. Это может проявляться в конфликтах интересов, основанных преимущественно на степени влияния, размерах получаемой прибыли, доступе к центру принятия решений и ресурсной базе. Дальнейшая существенная

корректировка глобального ТЭБ в отношении производства и потребления способна отразиться на ключевых маршрутах поставок углеводородов.

Множество существующих конфликтов и противоречий имеют глубокую историческую ретроспективу: для их преодоления предлагалось создать совместные программы развития НГК ряда государств, учитывающих различные позиции субъектов экономической деятельности, собственные интересы партнеров, стратегические планы развития энергетики и основных транзитных путей. Взаимодействие данных государств и глобальных нефтегазовых корпораций, старающихся не допустить к центру принятия решений прочих участников нефтегазового рынка, находит отражение в их конкурентоспособности, финансовых возможностях и степени влияния, способствует устранению излишних звеньев и барьеров во взаимоотношениях.

Производители и потребители углеводородов стремятся снизить риски поставок, обусловленные политическими, экономическими или технологическими причинами. Монополия потребления российских углеводородов со стороны Китая в азиатском направлении выступает не единственным индикатором. Не менее актуальны и иные направления экспорта: Япония, Индия и др. В долгосрочной перспективе спрос и предложение сводятся к равновесию и внутреннему балансу, при этом важны их устойчивость и прогнозируемость [11]. Значительный объем функций возьмет на себя искусственный интеллект, а ключевыми трендами станут максимальная эффективность и прозрачность функционирования российского НГК на национальном рынке и в рамках международных взаимодействий.

Определяющим фактором значительного снижения энергоёмкости глобальной экономики становится рост численности населения. Обеспеченность страны углеводородным сырьем, необходимым для развития промышленных производств, является неотъемлемой составляющей национальной и энергетической безопасности. Для государств-потребителей

важно удовлетворить внутренний энергетический спрос за счет собственных ресурсов с целью уменьшения внешней зависимости. Снижение нетто-импорта углеводородов представляется возможным благодаря существенному повышению энергоэффективности, повсеместному использованию энергосберегающих технологий, разработке соответствующих государственных программ. ТЭБ государства должен отображать перспективы устойчивого роста национальной экономики [1, 21].

Проведение дополнительных ГРП в континентальной части, постановка на государственный баланс дополнительных разведанных запасов МСБ, развитие глубокой переработки углеводородов в различных регионах с целью увеличения экспорта продукции с высокой добавленной стоимостью, экологизация всех этапов производственных процессов свидетельствуют о необходимости уточнения существующих механизмов взаимодействия государства и нефтегазовых компаний, разработки алгоритмов и схем, органично встраиваемых в механизм ГР НГК, его форм и инструментов с учетом лоббирования интересов участниками энергетических отношений [10].

Отдельные международные энергетические институты находятся в процессе собственной реструктуризации, заинтересованы в повышении эффективности взаимодействий с правительствами стран базирования месторождений и проектов. Непрерывная аналитическая работа по различным направлениям нефтегазовой деятельности с учетом накопленного опыта и в целом истории развития отрасли в полной мере проявляет на практике принцип меритократии идей. К внешним рекомендациям и исследованиям в отношении российского ТЭК следует подходить с осторожностью: они могут преследовать исключительно интересы тех, кто их финансирует. При этом следует учитывать отдельные качественные предложения по улучшению функционирования НГК и национальной экономики. Различные государственные ведомства, консультативные и совещательные органы также способны постоянно реформироваться в соответствии

с требованиями цифровой трансформации: в приоритете стратегические цели, основанные на передовой российской научно-технической и производственной базе.

Ценовые уступки по экспортным контрактам возможны в случае долгосрочного прагматичного межгосударственного партнерства, ответных перспектив развития. Конкретные рычаги воздействия на энергетические компании и происходящие в НГК процессы в каждой стране в целом индивидуальны: так, возможный искусственный дефицит нефтегазовой продукции на внутреннем рынке и действия, приведшие к нему, должны жестко пресекаться антимонопольными органами. Аналогично пресечение сговора отдельных стран на глобальном энергетическом рынке по возникающим вопросам позволяет более рационально использовать углеводородные ресурсы.

Развитие институциональной платформы функционирования НГК России

Одной из задач технологических проверок выступает контроль в целях обеспечения энергетической безопасности государства. В отдельных случаях искусственно создаются кризисные ситуации с целью проверки устойчивости энергетической системы, недопущения использования промышленного шпионажа, для извлечения прибыли, получения необходимой реакции, уступок или иных дивидендов со стороны государства или предприятий. Обычно они могут возникать циклически из-за отсутствия необходимых профессиональных компетенций ответственных лиц. В подобной ситуации приводятся в исполнение антициклические и иные регулирующие НГК меры. Для обеспечения надежности и бесперебойности поставок взаимодействие производителей и потребителей углеводородов может осуществляться без посредников.

Собираемая в режиме реального времени аналитическая информация о состоянии НГК, ресурсной базы, проектов и месторождений агрегируется в ежегодные

показатели, которые впоследствии исследуются искусственным интеллектом для выявления скрытых закономерностей и причинно-следственных связей, которые не под силу даже наиболее современным суперкомпьютерам. Полнота данной информации без сокрытия в себе значимых элементов воздействия позволяет пресекать различные манипуляции субъектов нефтегазовой деятельности с целью извлечения дополнительной прибыли. При этом учитываются уровень развития ВИЭ и перспективы освоения нетрадиционных углеводородов, которые также находят отражение в показателях устойчивости нефтегазовой отрасли.

Эффективность механизма функционирования ГР НГК заключается в моментальном принятии регулирующих мер в ответ на различные ситуации, увеличении глубины и объемов переработки углеводородов. Бесперебойность поставок является основным вопросом для государств нетто-импортеров энергоносителей, которые заинтересованы в их диверсификации, стабильной политической и экономической ситуации в странах-экспортерах.

Осуществляемый государством риск-менеджмент, изучение долгосрочных перспектив развития НГК, состояния глобальных энергетических рынков в разрезе отдельных стран и регионов неразрывно связаны с комплексным повышением энергоэффективности и обеспечением энергетической безопасности, требующими детальной предварительной подготовки. Развитие взаимодействий с международными энергетическими институтами способствует появлению экономических возможностей, обмену накопленным опытом, привлечению дополнительных инвестиций во все сегменты НГК, в целом обеспечивает повышение эффективности его функционирования. Из подобных взаимодействий нецелесообразно в одностороннем порядке извлекать все преимущества, т.к. это может вызвать предсказуемую негативную реакцию других партнеров по энергетическим отношениям; прагматичнее ориентироваться на стратегическую перспективу.

Цифровая трансформация российской экономики и НГК содействует их устойчивому

развитию, становлению институтов регулирования, технологической модернизации действующих и строительству современных нефтегазовых предприятий, разрешению региональных социально-экономических и инфраструктурных вопросов, справедливому распределению нефтегазовых доходов [5, 6]. Международные институты с участием России призваны укрепить экономические, энергетические и военные позиции, государственные перспективы, расширить взаимодействия с зарубежными корпорациями. Появление симптомов «голландской болезни» в российской экономике должно способствовать извлечению максимальных конкурентных преимуществ из возникающих ситуаций: согласно данной концепции, недопустимо излишнее вливание финансовых ресурсов в экономику или конкретный регион в силу инфляционных рисков [8, 9]. Отчасти этим объясняется крах национальной экономики Венесуэлы и произошедший там государственный переворот.

Комплексное развитие всех сегментов НГК подразумевает моментальное решение наиболее актуальных вопросов, устранение излишних и деструктивных факторов на первоначальном этапе, что не влечет за собой последующую негативную спираль. Взаимодействие ряда государств оказывает существенное влияние на мировую энергетическую политику за счет правительств стран, национальных финансовых и созданных международных институтов, инвестиционных вложений и иных механизмов, которые могут быть напрямую не связаны с НГК.

Определенные разночтения между ведомствами внутри государственной системы способны дать мощный внутренний стимул экономически устойчивому росту. Учитываются позиции различных центров принятия решений, их соотношение с государственными интересами и последующие воедино с ними действия для достижения целевых ориентиров, а также достаточно жесткие взаимоотношения между некоторыми западными странами и отдельными международными институтами, интересы которых в целом пласте вопросов противоречат друг другу. Взаимодействие с Россией в

нефтегазовой сфере расценивается как неотъемлемая составляющая в условиях глобальной политической и экономической турбулентности; доказать монопольный сговор между отдельными государствами на мировом нефтегазовом рынке достаточно затруднительно.

Комплекс воздействия на промышленные производства и осуществляемые в НГК процессы, баланс спроса и предложения, развитие транспортной и социальной инфраструктуры в долгосрочном горизонте будут определять развитие мировой экономики и энергетики [2, 4]. Ключевые тренды глобальной энергетической политики, связанные с качественным повышением производительности труда, способствуют снижению мирового спроса с учетом определения регионов сбыта углеводородов и конкурентности предлагаемых цен. Производители строят необходимую инфраструктуру и частично владеют ею в отдельных государствах-импортерах. Вопросы обеспечения энергетической безопасности остро стоят в государственной повестке множества стран, которые заранее просчитывают различные риски и возникающие противоречия в международных взаимоотношениях. В российской экономике действуют несколько центров производства и потребления, оказывающие непосредственное воздействие на развитие национального НГК. Показателями, характеризующими их, являются, в частности, состояние МСБ, расширение технологических и инфраструктурных возможностей по рациональному и эффективному недропользованию.

Рост потребления углеводородов в промышленно развитых странах обычно приводит к усилению конкуренции между поставщиками за право дополнительного доступа на данные рынки, увеличению инвестиций в НГК, его укреплению, повышению устойчивости. Вопросы прогнозирования на глобальном энергетическом рынке регулярно обсуждаются в рамках международных институтов регулирования. Понимание конкурентных преимуществ, объективных возможностей воздействия государства на происходящие в НГК внутренние процессы обуславливает предпринимательские государственные меры. Отчасти это вызвано тем, что производители и потребители углеводородов находятся в тесном

взаимодействии между собой. Для каждого сценария развития на нефтегазовом рынке должен быть предусмотрен план и выработанный механизм действий по достижению заявленных целевых показателей, конкретные формы и инструменты ГР, а также сроки, в течение которых они должны начать функционировать. Разработанные НПА, нефтегазовые контракты, соглашения и другие виды обязательств должны предусматривать все необходимые условия для их осуществления и выполнения регулирующих действий.

Международные институты государственного регулирования НГК

Во множестве стран НГК играет важнейшую роль в интеграционных процессах, пришедших на смену глобализации в мировой экономике. Соответственно, принимаемые государственные решения в различных отраслях и сферах деятельности в значительной мере переплетены, отдельные из них подчиняются принятым ранее. В рамках интеграционных объединений отдельные вопросы ГР НГК могут передаваться на наднациональный уровень. В частности, в рамках Евразийской экономической интеграции отдельного внимания заслуживают вопросы формирования единого энергетического рынка государств ЕАЭС, стандартизации по различным направлениям в НГК, приведение к единому основанию норм, технических регламентов, правовых и регулирующих положений и др. [3]

Создание базовых институциональных предпосылок для экономически устойчивого развития НГК подразумевает органичное сочетание отдельных элементов его механизма, проработку технологий и инструментов воздействия на ключевые экономические субъекты, их права и взаимоотношения. Принимаемые государственные решения должны быть конкретными, избегать неопределенностей, что возможно при предварительном и последующем контрольно-аналитическом изучении всех аспектов воздействия, например, вопросов совершенствования механизмов внутренней биржевой торговли и на международных

рынках. Используемые средства, алгоритмы и регулирующие меры со временем могут претерпевать значительные изменения в силу появления новых технологий и развития нефтегазового рынка в целом: заставление на месте может привести к существенному отставанию в развитии от зарубежных участников энергетических отношений [13].

Спрос и предложение на продукцию НГК напрямую связаны с численностью населения, уровнем промышленного производства и другими ключевыми экономическими показателями. Взаимодействие государства и нефтегазового бизнеса, в т.ч. благодаря лоббированию интересов, содействует формированию взвешенных регулирующих решений: разработка НПА может требовать принятия подготовительных и уточняющих документов. Для достижения целевых ориентиров необходимы совместные, не разрозненные усилия множества участников нефтегазового рынка. Комплексный подход к прагматичному распределению нефтегазовых доходов позволяет повысить инвестиционную привлекательность, эффективность нефтегазовых проектов, сделать возможной их практическую реализацию при различной ценовой и политической конъюнктуре, обеспечить устойчивость и улучшить перспективы экономического развития всех сегментов НГК с учетом структуры ТЭБ зарубежных рынков сбыта.

Решение значимых нефтегазовых вопросов возможно при создании федеральных централизованных органов ГР, учитывающих в своей деятельности особенности функционирования ТЭК, его отличия от прочих отраслей и комплексов экономики, располагающих необходимыми административным ресурсом и инструментарием воздействия, полной информации и поступающих аналитических данных, которые следует верно интерпретировать и применить на практике. Это позволяет не допустить бесконтрольного иностранного вмешательства во внутренние энергетические процессы, перехода отдельных проектов или месторождений под контроль зарубежных государств, иностранных и иных, действующих в их интересах, субъектов экономической деятельности.

Часть данных представляет собой конфиденциальную информацию, закрытую для зарубежных государств, предприятий и других участников нефтегазового рынка. Энергетическая безопасность государства напрямую взаимосвязана с внутренней политической ситуацией, а также в отдельных регионах мира с противодействием угрозам и атакам на объекты нефтегазовой инфраструктуры.

Наличие в России уникальных запасов полезных ископаемых позволяет оказывать воздействие на мировые экономические и политические процессы. Так, взаимодействие осуществляется со странами БРИКС, ОПЕК, IEA, а также в целом ООН, ВТО и других международных институтов [16, с. 77]. Транзитные государства осуществляют экспорт углеводородов на внешние, значимые для России рынки. Особые взаимоотношения наблюдаются с государствами СНГ, выполняющими важную транзитную функцию в государствах ЕС: бывшие союзные республики нуждаются в нефтегазовых ресурсах для развития промышленности, обеспечения потребностей населения и предприятий, однако в ряде случаев не готовы платить по рыночным ценам и выполнять взятые на себя обязательства.

Санкционная политика со стороны США и ряда европейских государств приостановила действие заключенных международных соглашений; в результате существенно сократился внешнеэкономический товарооборот, а также была отложена реализация множества нефтегазовых проектов на неопределенные сроки. Взаимоотношения США со странами Персидского залива и ОПЕК продолжают оставаться в центре внимания мировой геополитики, несмотря на множественные противоречия в правовом и социокультурном аспектах. Их прямым следствием является тот факт, что на конъюнктуру глобального нефтегазового рынка сильнейшее влияние оказывает волатильность мировых нефтяных цен.

В рамках ООН и его институтов поднимаются важнейшие мировые энергетические вопросы, совместные решения

по которым не были приняты в ходе мероприятий или встреч регионального, национального или межгосударственного масштаба. Их рассмотрение происходит как полностью, так и частично в контексте различного рода событий и глобальных вопросов, напрямую или опосредованно через подконтрольные институты. НГК значительно влияет на темпы экономического роста с учетом географических, геологических, природно-климатических и иных особенностей месторождений и проектов. Это возникает в силу того, что данные вопросы могут быть искусственно заморожены в силу различных причин, например, внутренних противоречий, отсутствия профессиональных компетенций или использования нефтегазовыми компаниями административного ресурса.

Принципы, заложенные в основу IEA, заключаются в «диверсификации источников и совершенствовании системы борьбы с перебоями в энергоснабжении, улучшении структуры спроса и предложения на мировых энергетических рынках, поддержании на них стабильности, открытости и свободы международной торговли, а также сбалансированных цен, развитии альтернативных источников энергии, повышении эффективности и экологичности ее использования» [7, с. 155].

Проведение взвешенной внешнеэкономической политики в вопросах списания долгов государствам, обладающим запасами полезных ископаемых, подразумевает возможность получения в обмен определенных экономических и политических преимуществ, например в отношении совместного освоения месторождений. Международные институты могут служить эффективным механизмом для решения внутренних энергетических вопросов. Так, экономически устойчивое развитие НГК, энергоэффективность, экология и климатические изменения тесно взаимосвязаны. Выверенные с различных позиций государственные решения должны найти конкретные механизмы практической реализации, отражение во внутренней юридической практике и политической конъюнктуре, лежать в плоскости национального законодательства и международного права.

Экологическое направление устойчивого развития НГК особенно актуально в связи с природно-климатическими изменениями, глобальным потеплением. В ряде зарубежных стран используются штрафы либо повышенные налоги за загрязнение окружающей среды или добычу полезных ископаемых сверх нормы. Возникающие экологические вопросы должны предусматривать жесткие регулирующие меры по их решению, что особенно характерно для государств с высоким промышленно-индустриальным и инвестиционным потенциалом. ГР НГК подразумевает конкретные механизмы осуществления внешнеэкономической деятельности, разработку правил, норм и регулирующих НПА. Следует учитывать, что отдельные страны и предприятия осознанно дестабилизируют экономическую и политическую ситуацию с целью ее усложнения для достижения внутренних целей и дальнейшего извлечения максимальных конкурентных преимуществ; это требует жесткого пресечения подобных действий со стороны государства.

Отдельного внимания в развитии промышленности заслуживают проработка вопросов строительства танкерного и бурового флота, мощностей по производству СПГ, принятие регулирующих мер по повышению эффективности недропользования [15]. Таким образом, вырабатываются единые принципы, подходы и методы к улучшению результативности ГР, своего рода единая методология, основанная на комплексном экономически устойчивом развитии НГК, дальнейшей детализации документов стратегического развития энергетики, уточнении применяемого инструментария, целевых ориентиров, а также намеченных путей, средств и технологий их достижения. Конкретизация и уточнение выступают базовыми инструментами для принятых ранее государственных решений.

Значимым международным институтом взаимодействия является ВТО, вступление в которую в 2012 г. позволило расширить торгово-экономические возможности государства по ряду направлений. На деятельности предприятий НГК данный процесс практически не отразился негативно, затронул

ряд аспектов функционирования: расширение экспортных поставок, совершенствование таможенно-тарифного воздействия, регулирование внутренних цен на энергоносители, международное сотрудничество в технологической сфере, дополнительный приток инвестиций в перерабатывающие и химические производства. В совокупности это стимулировало увеличение производительности в НГК, содействие экономическому росту и развитию внутренней конкурентной среды, задействование высокопрофессиональных кадров, свидетельствовало об укреплении интеграционных взаимодействий в глобальной экономике, отстаивании российскими предприятиями собственных интересов, устранении отдельных внутренних административных барьеров. В конечном итоге была обусловлена необходимость корректировки ряда отраслевых НПА, которые способствовали ориентированию на передовые мировые промышленно-технологические разработки, их последующее опережение, повышение устойчивости российских предприятий НГК, расширение доступа к нефтегазотранспортной сети для сторонних производителей, развитие сервисного сегмента и инфраструктуры.

Взаимодействие российских и зарубежных предприятий показывает значимость повышения качества антимонопольного воздействия, приведения в соответствие отраслевых процедур и норм в вопросах регулирования экспортной деятельности нефтегазовых монополий, их инвестиционной активности, предоставления бюджетного и других типов финансирования, иных направлений, связанных с возможными конкурентными ограничениями и внутренней тарифной политикой. Реформирование системы налогообложения НГК частично взаимосвязано с работой отдельных международных институтов. Изначально вступление в ВТО подразумевало множество противоречий, сопряженных с субсидированием промышленности в целом и отдельных компаний, транзитных перевозок, выравниванием цен на энергоресурсы для внутренних и внешних потребителей, предполагало различные пути решения возникающих вопросов и следующие за ними регулирующие действия. Анализ последствий

вступления России в ВТО для национального нефтегазового рынка связан с открытием экономических границ и устранением внешнеторговых барьеров при экспорте первичных углеводородов и производимой продукции, свободно поступающей к конечным потребителям, учитывает возможность маневрирования при принятии государственных мер, отхода от намеченных ранее механизмов их реализации. Продолжительное вступление России в ВТО возможно сравнить с санкционной политикой по степени надуманности причин задержки.

Стимулирование развития сектора СПГ на государственном уровне обусловлено отсутствием привязки конечных потребителей к производителю, т.е. необходимости в строительстве и прокладке чрезвычайно дорогостоящих газотранспортных магистралей. Взаимодействие с международными институтами в сфере энергетики и финансов, создание внутренних институтов и расширение полномочий уже действующих предусматривает детальную проработку вопросов в различных направлениях НГК, в частности углубление Евразийской экономической интеграции и формирование единого энергетического рынка государств ЕАЭС.

ГР НГК призвано не допустить необоснованного роста производственных потерь и снижения экспортной выручки. В рамках внешнеэкономической формы ГР выстраивается взаимодействие с государствами-поставщиками энергетических ресурсов на европейский и азиатский рынки с учетом изменения экономической, политической и энергетической конъюнктуры, усиления влияния отдельных государств и нефтегазовых корпораций на принимаемые решения, что позволяет им не допускать излишней конкуренции и возникновения потенциальных барьеров. Ввиду того, что отдельные положения международных НПА могут противоречить национальным энергетическим интересам, устранение подобных противоречий и поиск наиболее конструктивных вариантов совместного развития позволяет создать дополнительные возможности и точки прорывного роста.

Международные институты могут формироваться не только по региональному признаку, но и по принципу производства и потребления углеводородов; это характерно, в частности, для ОПЕК, ФСЭГ и IEA. Индивидуально просчитываются все риски от принимаемых регулирующих решений в нефтегазовой сфере на внутреннем рынке и в стратегических взаимодействиях – на зарубежных. Так, прорабатываются технические регламенты, стандарты, меры государственной поддержки при сотрудничестве между российскими и иностранными нефтегазовыми компаниями и государствами при соблюдении положений нейтральности, прозрачности, подотчетности и укрепления устойчивости на долгосрочную перспективу.

Происходящие в современном мире экономические и политические процессы подразумевают тесное переплетение не связанных, на первый взгляд, друг с другом факторов и различных причинно-следственных положений между собой. Это способствует более детальной и взвешенной проработке решений, соответственно – совершенствованию механизма функционирования ГР НГК с учетом требований конъюнктуры и дальнейших перспектив развития. Согласно высказыванию математика А. Пуанкаре: «Небольшие различия в начальных условиях рождают огромные различия в конечном явлении. Маленькая ошибка в первых родит огромную в последних. Предсказание становится невозможным» [19, с. 311]. Это особенно актуально в условиях цифровых изменений, становления эпохи искусственного интеллекта и шестого технологического уклада. При этом происходит естественный процесс развития институциональной среды, корректируются отдельные аспекты энергетической безопасности государства, обеспечения энергоэффективности производств и комплексного развития экологического направления.

Развитие межгосударственных взаимодействий содействует совершенствованию институциональной инфраструктуры, повышению экономической устойчивости НГК. На внутреннем рынке формируются ассоциации предприятий и институтов в его

различных сегментах, одним из направлений деятельности которых выступает разработка предложений для органов государственной власти и заключение соглашений о сотрудничестве. На современном этапе устойчивость глобального энергетического рынка основана на балансе спроса и предложения, укреплении и развитии взаимодействий между экспортёрами и импортёрами углеводородов, их влиянии на экологическую ситуацию и климатические изменения; это напрямую отражается на устойчивости российской экономики [3, 18].

Противоречия российского законодательства и международных НПА, уставов организаций, институтов, результирующих положений соглашений или договоров разрешаются индивидуально в каждом отдельном случае; при отсутствии согласия – возможно выходить на более высокий уровень обсуждения, например, в рамках институтов ООН. Основными принципами ведения государственной политики в НГК являются добросовестность участников экономических отношений, прозрачность и подотчетность ведения деятельности, равный недискриминационный доступ к ресурсной базе, которые должны оставаться неизменными на протяжении наиболее долгосрочного периода. Участие в работе различных международных институтов преследует исключительно национальные интересы, связано с устойчивым развитием российского НГК, его наиболее значимых секторов: глубокой переработки углеводородов, нефтегазохимии, СПГ и др. Так, газификация регионов и населенных пунктов является безусловным приоритетом в реализации национальных проектов, а следовательно, в социально-экономическом развитии НГК.

Постепенное восстановление хозяйственных связей, в т.ч. между поставщиками и потребителями в нефтегазовой отрасли, утраченных вследствие развала плановой советской экономики, потребовало длительного периода времени, преодоления государственных границ, множества других административных барьеров для бесперебойной

работы энергетического сектора в ряде бывших союзных республик, экономики которых были тесно взаимосвязаны. Изменение экономической и политической конъюнктуры привело к возникновению экспортно-импортных отношений на вчерашнем внутреннем рынке, многократному росту цен для конечного потребителя за счет открытия торговых границ, неконтролируемых инфляционных процессов, появления ряда посредников и монопольного извлечения прибыли энергетическими компаниями при фактическом отсутствии регулирования и слабой правоприменительной практике. Появление новых государств, извлекающих прибыль за счет прохождения нефтегазопроводов по своей территории, на том историческом этапе сопровождалось осуществлением в них незаконных врезок для собственных нужд. Постепенное прекращение данных явлений было обусловлено планомерной стабилизацией экономической ситуации на внутреннем рынке, началом становления нормальных рыночных хозяйственных процессов с ярко выраженной российской спецификой.

Факторами, воздействующими на российскую экономику и функционирование НГК, обеспечивающими повышение их устойчивости, выступают расширение взаимодействий с государствами-импортёрами, развитие нефтегазотранспортной системы, своевременное обновление производственных мощностей [1, 18]. Отдельные поставки углеводородов возможны на условиях взаимочета, предполагающего значительные преференции при реализации проектов.

Проводимые энергетические реформы могут являться чувствительными для населения, затрагивать множество социально-экономических механизмов. Их эффективность заключается в выработке наиболее прагматичных для конкретной ситуации или проекта форм и инструментов ГР с учетом передовой мировой практики, в отсутствии разрозненности и любых деструктивных взаимоотношений между субъектами экономической деятельности, различных

временных, производственных или финансовых лагов. Существовавшие в период СССР внутренние кооперационные связи превратились в международные взаимодействия экспортёров, импортёров и транзитёров энергоносителей: в странах ЕАЭС баланс спроса и предложения на них основывается на сильно заниженных по сравнению со среднемировыми ценам.

Подавляющая доля энергопотребления приграничных государств также приходится на экспорт ТЭР из России. В большинстве стран существуют значительные вопросы с финансированием и выполнением иных обязательств по уже заключенным контрактам, миграцией дешевой и преимущественно низкоквалифицированной рабочей силы, множеством внутренних социальных факторов, это находит отражение во внешней энергетической политике. В результате данные страны вынуждены прибегать к различного рода ухищрениям, играть на чувствах ответственности и долга со стороны России как старшего партнера. Неисполнение контрактов влечет жесткую ответственность, прописываемую в условиях: верховенство национального законодательства над нормами международного права было подтверждено изменениями в Конституцию РФ в 2020 г. Подобная практика должна найти отражение во множестве энергетических вопросов и взаимосвязанных отраслях экономики. В случае неисполнения контрактов возможны значительные экономические и политические преференции по другим направлениям.

В некоторых зарубежных странах ТЭК продолжает находиться в процессе передела прав собственности; отдельные из них могут требовать за транзит через свою территорию, использование нефтегазохранилищ, терминалов, портов и иных объектов инфраструктуры неоправданно завышенную цену. В свою очередь экспортные цены только в исключительных случаях могут превышать среднемировые, обычно расчеты производятся по заниженным в сравнении с ними. Большинство государств не могут обеспечить внутренний энергетический спрос за счет

собственных нефтегазовых запасов, в результате чего прослеживается разделение на экспортёров и импортёров.

При проведении государственной энергетической политики исключительный приоритет национальных интересов с учетом понимания стратегических ориентиров иностранных государств и зарубежных нефтегазовых компаний подразумевает прагматичные регулирующие меры, препятствие появлению и устранение искусственных барьеров, возникших в результате внутренних процессов, действий партнеров или третьих сторон. Кратчайшее достижение намеченных ориентиров предполагает ранжирование целей и задач по степени значимости, их разделение на более мелкие подзадачи, методичное и последовательное исполнение. Это относится ко всем экономическим вопросам в целом, характерно при установлении роли и функций энергетических партнеров, для взаимодействия по крупнейшим проектам, долгосрочного финансирования, исполнения взятых обязательств. Множество нефтегазовых компаний, проектов и взаимоотношений между субъектами экономической деятельности не имеют потенциала и возможностей развития: для них наиболее важно сосредоточиться на новых перспективных точках роста, разработке значимых и крупных месторождений, поиске стратегических финансовых и энергетических партнеров. Реализация углеводородов и продуктов их переработки служит основанием институциональной платформы НГК, связанной в т.ч. с комплексным внедрением новейших цифровых технологий [4, 11].

Выводы и рекомендации

На современном этапе планомерное восстановление мирохозяйственных контактов и обрастание новыми взаимодействиями способствовали возвращению к исходным позициям промышленного производства за счет строительства современных предприятий. Доступ к отдельным значимым зарубежным объектам инфраструктуры стал возможен благодаря беспрепятственному выходу на европейский нефтегазовый рынок, сопряженный с обеспечением углеводородами государств, по территории которых осуществлена прокладка

трубопроводов, и прилежащих к ним стран. Энергетическая безопасность на объектах инфраструктуры, в т.ч. в государствах ЕАЭС, влияет на объемы экспорта нефтегазовой продукции. Взаимодействие на справедливой конкурентной основе способствует комплексному развитию национальной нефтегазовой отрасли: преимущественно, именно потребители определяют предпочтительных поставщиков. Это содействует развитию внутренней глубокой переработки углеводородов, альтернативных источников энергии, позволяет заключать долгосрочные контракты по новым направлениям поставок.

Для государств-импортеров важно соответствовать сложившейся конъюнктуре рынка либо полностью изменять ее для получения собственных исключительных преимуществ, достижения экономической и политической стабильности. Принятие во внимание ТЭБ сопредельных стран-потребителей и перспектив их развития содействует повышению устойчивости национального НГК, росту экспорта. Значительные качественные изменения структуры международных взаимоотношений в НГК были обусловлены тем, что многими странами взят курс на долгосрочное развитие национальных экономик, проходящее через призму внутренних государственных переворотов и, в отдельных случаях, перераспределение собственности.

Увеличение экспортных поставок осуществляется через многостороннее взаимодействие, что содействует развитию всех сегментов внутреннего нефтегазового рынка, связанных с ним отраслей промышленности и сервисных услуг, научно-производственной базы, сопряжено с внедрением новейших технологий. Глобальное энергетическое лидерство России предопределяет одним из направлений развития и совместного обмена опытом разработку нефтегазовых месторождений в зарубежных странах. При проведении государственной энергетической политики учитываются позиции ряда государств по возникающим отраслевым вопросам, позволяющие расширить международное присутствие российских предприятий на мировом нефтегазовом рынке.

Статус глобальной энергетической державы предусматривает дополнительные взятые обязательства. ГР внешнеэкономической деятельности в НГК, взаимодействие зарубежных правительств и российских нефтегазовых предприятий предполагает получение необходимого опыта и технологий, привлечение российских капиталовложений в наиболее значимые зарубежные энергетические проекты, совместное участие в их осуществлении, содействие развитию инфраструктуры и сохранению окружающей среды. НГК выступает важнейшим сегментом в Евразийском интеграционном процессе, в т.ч. за счет доставшейся от СССР материально-технической и производственной базы.

Таким образом, циклическое развитие экономики позволяет открывать в кризисные периоды дополнительные точки роста благодаря стабильному функционированию НГК, отсутствию значительных временных и финансовых лагов между принятием регулирующих мер и их исполнением. Элементы единого экономического механизма взаимосвязаны между собой, в т.ч. в отношении НГК, сопряженных отраслей промышленности, социальной сферы. Это обуславливает необходимость бесперебойной работы энергетической системы государства, возможно при понимании стратегических целей и приоритетов зарубежных государств, их соотношении с национальными задачами, совместном решении оперативных и долгосрочных вопросов, противодействии внешним рискам и конкуренции [17]. ●

Литература

1. Алекперов В.Ю. Нефть России: прошлое, настоящее и будущее / В.Ю. Алекперов. – М.: Креативная экономика, 2011. – 432 с.
2. Березинская О.Б. Производственная зависимость российской промышленности от импорта и механизм стратегического импортозамещения / О.Б. Березинская, А.Л. Ведев // Вопросы экономики. – 2015. – № 1. – С. 103–115.
3. Глазьев С.Ю. О стратегических направлениях развития ЕАЭС / С.Ю. Глазьев // Евразийская интеграция: экономика, право, политика. – 2020. – № 1. – С. 11–30.
4. Громов А.И. Ключевые драйверы, вызовы и неопределенности развития мирового нефтяного рынка в ближайшей и среднесрочной перспективе / А.И. Громов // Энергетическая политика. – 2016. – № 6. – С. 56–63.

5. Дементьев В.Е. Технологическое развитие и структурные изменения в экономике / В.Е. Дементьев // AlterEconomics. – 2022. – Т. 19. – № 1. – С. 116–130.
6. Дмитриевский А.Н. Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – № 6. – С. 10–16.
7. Жизнин С.З. Энергетическая дипломатия России: экономика, политика, практика / С.З. Жизнин. – М.: Ист Брук, 2005. – 638 с.
8. Как избежать ресурсного проклятия / под ред. М. Хамфриса, Д.Д. Сакса, Дж.Ю. Стиглица. – М.: Изд-во ин-та Гайдара, 2011. – 464 с.
9. Кудрин А.Л. Влияние доходов от экспорта нефтегазовых ресурсов на денежно-кредитную политику России / А.Л. Кудрин // Вопросы экономики. – 2013. – № 3. – С. 4–19.
10. Литвиненко В.С. Оценка роли государства в управлении минеральными ресурсами / В.С. Литвиненко [и др.] // Записки Горного института. – 2023. – Т. 259. – С. 95–111.
11. Мастепанов А.М. Прогнозы развития мирового нефтегазового комплекса как отражение глобальных проблем и тенденций энергопотребления / А.М. Мастепанов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 6–11.
12. Миловидов К.Н. О некоторых методических вопросах государственного регулирования в нефтегазовом секторе / К.Н. Миловидов // Энергетическая политика. – 2012. – № 5. – С. 72–81.
13. Пармон В.Н. Энергоресурсы Сибири – наука и институциональные инновации / В.Н. Пармон [и др.] // Энергетическая политика. – 2019. – № 1. – С. 22–39.
14. Перспективы экспорта энергоресурсов из России: социокультурные, экологические и технологические аспекты / под общ. ред. В.В. Клименко. – М.: Энергия, 2017. – 160 с.
15. Токарев А.Н. Анализ влияния институциональных условий на политику нефтяных компаний в сфере недропользования / А.Н. Токарев // Мир экономики и управления. – 2016. – Т. 16. – № 2. – С. 132–144.
16. Трофимов С.Е. Государственное регулирование нефтегазового комплекса в условиях цифровизации мировой экономической системы / С.Е. Трофимов // Управленческие науки. – 2023. – № 1. – С. 71–82.
17. Трофимов С.Е. Совершенствование государственного регулирования нефтегазового комплекса России: проблемы теории и методологии / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 337 с.
18. Уэст Дж. Масштаб: Универсальные законы роста, инноваций, устойчивости и темпов жизни организмов, городов, экономических систем и компаний / Дж. Уэст. – М.: Азбука Бизнес, Азбука-Аттикус, 2018. – 512 с.
19. Хорган Дж. Конец науки: взгляд на ограниченность знания на закате Века науки / Дж. Хорган. – СПб.: Амфора, 2001. – 479 с.
20. Шафраник Ю.К. Глобальные энергетические изменения и Россия. Новая карта мирового энергетического пространства / Ю.К. Шафраник // Энергетическая политика. – 2016. – № 3. – С. 3–12.
21. Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. – М.: ИНЭИ РАН, АЦ при Правительстве РФ. – 2015. – 400 с.

KEYWORDS: state regulation, oil and gas complex, institutions of state regulation, institutional factors, institutional infrastructure, national security, energy sustainability, technological sovereignty, economic integration.

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

ЕС начал затягивать пояса. Румыния готовится прожить до 6 месяцев без российского газа

В июне 2014 г. премьер-министр Румынии заявил, что имеющихся у страны внутренних запасов газа хватит на 6 месяцев. «Ситуация в регионе ухудшается, поставки газа останавливаются», – сказал В. Понта, комментируя остановку транзита через Украину.



А вдумчивые немцы решили, что в разрешение газового кризиса верят слабо и заявили о необходимости создания национального газового резерва.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2021 г. Россия и Румыния расторгли контракт на транзит российского газа по ГТС Румынии в третьи страны, который должен был действовать до конца 2023 года. В 2022 году Румыния начала добывать газ в Черном море на месторождении Ана, его поставки должны были заменить часть российского газа. Но этого, вероятно, не произошло, т.к. в апреле 2023 года Румыния увеличила импорт почти в четыре раза. А уже в сентябре 2023 года премьер-министр призвал ЕС полностью отказаться от российского газа. В том же году от российского газа начала отказываться и Германия.



Глава Минэкономики страны Роберт Хабек прогнозировал независимость от импорта российского газа к лету 2024 года.

Газпром нефть смогла отказаться от доллара, но не в пользу рубля

В июне 2014 г. Газпром нефти удалось отказаться от доллара в расчетах с клиентами, но не в пользу рубля, как обещали госчиновники ранее. 95% клиентов компании согласились вести расчеты в евро. Менеджмент Газпром нефти изучал возможность такого шага на случай новых санкций США.

• Комментарий Neftegaz.RU

И, как выяснилось, изучал не напрасно, с той лишь поправкой, что отказаться пришлось не только от доллара, но и от евро. В 2023 г. доля этих валют в экспортных расчетах России сократилась вдвое.



Примерно настолько же выросла доля национальных валют дружественных стран, в основном за счет китайского юаня, на который

пришлось 33% от всех расчетов за экспорт. Использование американской и общеевропейской валют сократили также страны африканского континента. Доля нацвалют и рубля в российско-африканской торговле достигла 85%, в торговле России и Азии – 79%.

Выход светлых нефтепродуктов на российских НПЗ достигнет 80% к 2020 г.

В июне 2014 г. А. Медведев заявил, что к 2020 г. в России ожидается завершение ряда проектов по строительству мощностей вторичной переработки. В результате глубина переработки должна вырасти до 96%, выход светлых нефтепродуктов достигнет 75–80%.

• Комментарий Neftegaz.RU

27 января 2024 г. глава Газпром нефти А. Дюков говорил, что глубина переработки российских нефтеперерабатывающих заводах по итогам 2023 г. составила 84%. Показатель практически не изменился по сравнению с 2022 г. (83,9%), что в большей степени обусловлено рыночными условиями (экспортными поставками, логистикой, потребностями российских регионов), чем технологическими возможностями российских НПЗ. 30 мая 2024 г. Минэнерго закрыло статистику по производству топлива в целях информационной безопасности. ●

СПЕЦИАЛЬНЫЙ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ

при разработке месторождений углеводородов

В СТАТЬЕ ДАН ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЛОГОВОГО РЕЖИМА (СРП) ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ. НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ СРП В РФ И ЗА РУБЕЖОМ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ДАННЫЙ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ ЯВЛЯЕТСЯ ВЕСЬМА ГИБКИМ И ЭФФЕКТИВНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ НАЛОГОВОЙ ПОЛИТИКИ ГОСУДАРСТВА В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ. ДЛЯ СТРАН, КОТОРЫЕ НЕ ОБЛАДАЮТ СОВРЕМЕННЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ РАЗРАБОТКИ, А ТАКЖЕ ДОСТАТОЧНЫМИ ФИНАНСОВЫМИ РЕСУРСАМИ, СРП ПОЗВОЛЯЕТ ПРИВЛЕЧЬ ИНВЕСТОРОВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ. ДЛЯ СТРАН С ВЫСОКИМ УРОВНЕМ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ СРП МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАН КАК КОМПОНЕНТ НАЛОГОВОЙ ПОЛИТИКИ ДЛЯ РЯДА СЛОЖНЫХ В ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. В РФ РЕЖИМ СРП МОЖЕТ ПРИМЕНЯТЬСЯ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ИНВЕСТОРОВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, А ТАКЖЕ ДЛЯ СУЩЕСТВЕННОГО ПОВЫШЕНИЯ ДОХОДОВ БЮДЖЕТА РЕГИОНОВ

THE ARTICLE PROVIDES AN OVERVIEW OF THE APPLICATION OF A SPECIAL TAX REGIME (STR) IN THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON FIELDS IN RUSSIA AND ABROAD. BASED ON AN ANALYSIS OF THE EXPERIENCE OF USING STR IN THE RUSSIAN FEDERATION AND ABROAD, IT HAS BEEN ESTABLISHED THAT THIS TAX REGIME IS A VERY FLEXIBLE AND EFFECTIVE INSTRUMENT OF STATE TAX POLICY IN THE FIELD OF HYDROCARBON PRODUCTION. FOR COUNTRIES THAT DO NOT HAVE MODERN DEVELOPMENT TECHNOLOGIES OR SUFFICIENT FINANCIAL RESOURCES, A STR ALLOWS THEM TO ATTRACT INVESTORS TO DEVELOP HYDROCARBON FIELDS. FOR COUNTRIES WITH A HIGH LEVEL OF ECONOMIC DEVELOPMENT, A STR CAN BE USED AS A COMPONENT OF TAX POLICY FOR A NUMBER OF FIELDS THAT ARE DIFFICULT TO DEVELOP. THE STR REGIME CAN BE USED IN THE RUSSIAN FEDERATION AS AN EFFECTIVE TOOL FOR ATTRACTING DOMESTIC AND FOREIGN INVESTORS TO DEVELOP HARD-TO-RECOVER HYDROCARBON RESERVES, AS WELL AS TO SIGNIFICANTLY INCREASE REGIONAL BUDGET REVENUES

Ключевые слова: разработка месторождений углеводородов, добыча углеводородов, налогообложение, специальный налоговый режим, раздел продукции, прибыльная продукция, иностранные инвесторы, оператор проекта, доход бюджета.

Лындин Виктор Николаевич
старший научный сотрудник,
к.э.н.

Сарданашвили Ольга Николаевна
старший научный сотрудник,
заведующая лабораторией,
к.т.н.

Богаткина Юлия Геннадьевна
ведущий научный сотрудник,
к.т.н.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

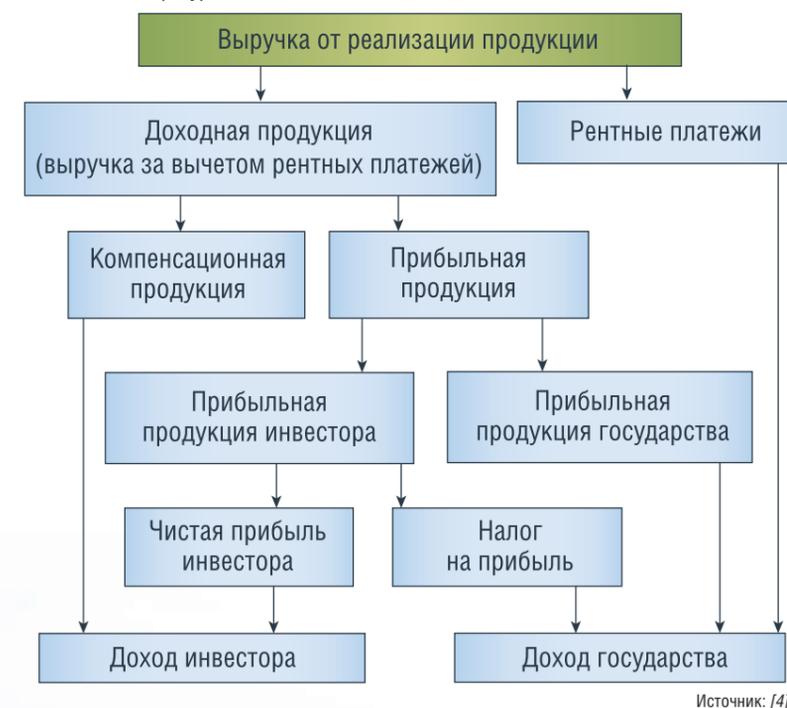
Налогообложение добычи углеводородов имеет ключевое значение для экономики стран, обладающих большими запасами углеводородов. Во многих странах доля налогов от добычи нефти и газа составляет значительную часть доходов бюджета, которая направляется на развитие различных отраслей экономики и социальной сферы [1].

На выбор налоговой системы влияют степень развития экономики страны, геологическая изученность недр, особенности исторического развития отрасли и инвестиционный рейтинг страны. Основные налоговые системы, применяемые в добыче углеводородов, подразделяются на две группы – лицензионные

и контрактные. При лицензионной системе право собственности на добытые углеводороды принадлежит пользователю недр, в контрактных системах право собственности сохраняется за государством (собственником недр) [1].

Для повышения эффективности разработки месторождений углеводородов в сложных

РИСУНОК 1. Трехуровневая схема СРП



Источник: [4]

геолого-промысловых условиях и труднодоступных районах в нефтегазодобывающих странах используются специальные налоговые режимы, которые обеспечивают льготное налогообложение. Одним из них является налоговый режим Соглашение о разделе продукции (СРП).

СРП – форма взаимоотношений между государством (хозяином недр) и инвестором (недропользователем) в области разработки нефтяных и газовых месторождений, рациональное использование запасов которых требует применения наукоемких технологий и технических средств, а также значительных капитальных вложений для их реализации.

Главный принцип СРП заключается в том, что инвестору, заключившему с государственными органами соглашение, предоставляется особый порядок налогообложения.

При этом режиме государство предоставляет предприятию-инвестору на возмездной основе исключительные права на поиск, разведку и добычу углеводородного сырья. Инвестор осуществляет работы за свой счет

и на свой риск, расплачивается за полученные права и ресурсы оговоренной в соглашении частью добытых углеводородов в течение определенного срока [2, 3]. Режим СРП позволяет зафиксировать правила, по которым работает инвестор на долгосрочную перспективу и обезопасить инвестиционный проект от неблагоприятных для инвестора законодательных изменений. Такой подход к налогообложению является одним из основных преимуществ СРП [4, 5].

Основой СРП является раздел продукции (суммарной добычи углеводородов) между государством и инвестором. Такой раздел может

быть простым (одноступенчатым), когда вся продукция делится на две части: доля государства и доля инвестора, так и более сложным. В большинстве стран применяется трехуровневая схема, которая представлена на рис. 1.

На первом этапе рассчитывается доходная продукция, которая определяется как разница между выручкой от реализации углеводородов и рентными платежами. На втором этапе рассчитывается компенсационная продукция, которая берется как определенная доля от доходной продукции для погашения капитальных и эксплуатационных затрат инвестора. Следует отметить, что если затраты инвестора в первые годы реализации инвестиционного проекта превышают величину доходной продукции, то они будут покрываться до полного их погашения в последующие годы. Полученный остаток является прибыльной продукцией. На третьем уровне прибыльная продукция распределяется между инвестором и государством в определенном соотношении согласно договору. В некоторых договорах часть затрат инвестора может компенсироваться за счет прибыльной продукции государства. Также не во всех договорах присутствует оплата налога на прибыль.

Применение СРП за рубежом

Режим СРП широко применяется в мировой практике добычи углеводородов. В таблице 1 представлены основные страны, где применяется СРП.

ТАБЛИЦА 1. Мировой опыт применения СРП

Страны	Прогнозные запасы нефти, млрд тонн	Разведанные запасы газа в млрд м ³	Количество СРП, заключенных в стране к 2022 г.
Китай	10	3030	119
Индонезия	0,6	3001	14
Индия	0,7	1074	9
Венесуэла	13	5065	4
Туркменистан	4	7504	5
Узбекистан	1,5	1841	7
Россия	25	45 570	3

Источник: [4, 6, 7]

УДК 004:330.322:622.276

Индонезия

Впервые режим СРП был применен в 1966 году в Индонезии. С 1966 по 1994 г. в Индонезии при освоении месторождений нефти участвовали более 50 иностранных компаний и действовали более 100 СРП. Правительство Индонезии с 1995 по 2022 г. подписало в общей сложности 14 СРП, из них 5 нефтегазовых контрактов. Раздел продукции проводится по формуле 65 % на 35 % по газу и 75 % на 25 % по нефти, где первая цифра – доля государства, а вторая – оператора СРП. Индонезийская модель СРП предусматривает полную компенсацию затрат операторов. Управление разработкой в режиме СРП от имени государства осуществляет госкомпания Портамина. В целом опыт применения СРП считается весьма успешным. Используя режим СРП, Индонезия стала крупнейшим в мире экспортером нефти и сжиженного природного газа.

Основные преимущества индонезийской модели СРП [1, 7]:

- простой тендер для иностранных инвесторов с полным доступом к геологической информации, который обеспечивает недропользователям комфортные условия вхождения в страну;
- небольшой по величине подписной бонус – 1,5–5 млн долл.;
- полная компенсация затрат операторов;
- внедрение механизмов, стимулирующих деятельность инвестора.

Однако в настоящее время добыча углеводородов в Индонезии падает в связи с истощением запасов, а также технологическими проблемами. Динамика добычи углеводородов представлена в таблице 2.

Такая ситуация требует дополнительных мер со стороны государства по усовершенствованию механизма СРП.

Китай

Наибольшее количество проектов с применением СРП заключено в Китае. В основу китайского законодательства была положена модифицированная индонезийская модель СРП. В 1993 г. Госсовет КНР утвердил «Положение о международном сотрудничестве по разработке нефтяных ресурсов». Налогообложение в режиме

ТАБЛИЦА 2. Динамика добычи углеводородов в Индонезии

Период	Добыча нефти, млн т/год	Добыча газа, млрд м³/год
2009	46,95	33,86
2019	40	44,4
2021	33,86	55
2022	30,3	52,993
2023	30,6	53,52

Источник: [1, 4, 7]

СРП применяется в основном для морских, шельфовых и в некоторых случаях для материковых месторождений. Основным преимуществом данного налогового режима является наличие хорошо разработанной правовой базы, которая позволяет иностранным компаниям успешно работать в Китае. В настоящее время прямые капиталовложения иностранных нефтяных корпораций в разведку и разработку морских месторождений Китая достигли 5,24 млрд долл., что составляет 3,8 % от суммы всех инвестиций в китайскую экономику. Введены в эксплуатацию 17 нефтяных месторождений и два месторождения природного газа. В 2022 году добыча нефти на море составила 14 млн т (9,4 % от общей добычи в стране), природного газа – 3 млрд м³ (17,2 % от общей добычи в стране). Применение СРП для трудноизвлекаемых запасов углеводородов показало высокую эффективность этого режима как для инвесторов, так и для государства. С 2018 по 2023 годы добыча нефти в Китае растет примерно на 2 % в год [1, 2, 4].

Индия

Индия является третьим по величине потребителем энергии и нефтегазовых ресурсов в мире. В Индии разведано 15 осадочных нефтегазоносных бассейнов. К 1984 г. открыто 87 месторождений нефти и газа. Из них 57 % находятся на шельфе, остальные 43 % – на суше. В настоящее время 18 бассейнов находятся в различных стадиях разведки [4, 6].

Одной из главных проблем Индии, связанных с добычей и разработкой ресурсов, является то, что территория страны имеет низкий уровень геологической изученности, порядка 48 %. Не разведаны масштабные шельфовые месторождения, особенно это касается глубоководных запасов.

Другая проблема – отсутствие технологий для разработки и эксплуатации таких месторождений, а также квалифицированных специалистов [4, 6]. Нефтегазовый сектор не способен обеспечить экономику Индии в нефти и газе. Импорт нефти составляет 80 % от потребностей, импорт газа 40 % от потребностей. Налогообложение в Индии основано на роялти. На сырую нефть роялти составляет 12,5 % на суше и 10 % на шельфе. На природный газ роялти составляет 10 %. Роялти на сырую нефть и природный газ для глубоководных блоков составляет 5 % в течение первых семи лет, а затем ставка будет повышена до 10 %. В настоящее время в Индии осуществляется новая политика лицензирования, в соответствии с которой международным компаниям предоставляются месторождения для разработки на условиях СРП. Предельный уровень возмещения затрат при 50–60 %. Доля государства при разделе продукции 10–60 % в зависимости от объемов добычи. В Индии в рамках СРП ставка роялти дифференцирована в зависимости от типа месторождения или объема добытой нефти [6].

Ресурсный налог в рамках СРП с 1 ноября 2011 г. отсутствует. В Индии ставки НДС составляют 12,5–15 % [6]. Реализация инвестиционных проектов освоения месторождений с применением СРП может повысить добычу углеводородов на 10–15 %.

Однако при подготовке контрактов многие компании-инвесторы столкнулись с задержками в предоставлении разрешений на геологоразведку, а также с административными барьерами при подписании соглашений.

Учитывая эти обстоятельства, нужно отметить, что применение режима СРП в Индии пока находится в начальной стадии и оценить его эффективность в полной мере нет возможности.

Венесуэла

Венесуэла – типичный пример государства, экономика которого находится в зависимости от экспорта нефти, а мировые цены на энергоресурсы влияют на состояние экономики в целом. Страна имеет огромные запасы углеводородов. Однако большая их часть относится к категории трудноизвлекаемых. Добычу и распределение углеводородов в Венесуэле контролирует единственная государственная нефтяная компания – Petroleos de Venezuela S.A. (PdVSA). Она была создана в 1976 г. в результате проведения национализации нефтяной промышленности страны и с тех пор играет ведущую роль в государственной экономике. На ее долю приходится 80 % экспортных доходов, более половины поступлений в государственный бюджет и 24,9 % от ВВП. В соответствии с законодательством страны иностранные инвесторы, разрабатывающие месторождения нефти, должны создать совместные предприятия с государственной компанией PDVSA (доля PDVSA варьируется от 60 до 70 %). Основным налоговым режим – СРП, который имеет свои особенности. Операторами в рамках СРП выступают иностранные нефтяные и газовые компании. Если коммерческих запасов нефти на стадии разведки не обнаружено, убытки несут инвесторы. В позитивном случае государственная компания сохраняет за собой право приобретения до 35 % участия в проекте. Разработка нефтяных месторождений Ichalkil и Rokoch с извлекаемыми запасами углеводородов 564 млн баррелей (77,2 млн т) осуществляется на условиях СРП, подписанного в 2016 г. сроком на 25 лет с возможностью продления на срок до 10 лет. Помимо иностранных инвесторов, в Венесуэле работает и российская компания «Лукойл».

Ее партнером по проекту является нефтегазовая компания Eni (Италия) с долей участия 50 %. Основные данные по добыче углеводородов в Венесуэле представлены в таблицах 3, 4.

Анализ добычи нефти показывает, что она имеет тенденцию к снижению. Однако в настоящее время дебит нефти повышается. В 2023 году добыча составила более 38 тыс. т/год.

Анализ добычи газа показывает, что наблюдаются незначительные колебания. Основной причиной недостаточного роста нефтегазовой отрасли является сокращение иностранных инвестиций вследствие нестабильности политической обстановки и сложной экономической ситуации в стране. В связи с этим необходимо отметить, что действующий налоговый режим СРП в Венесуэле нуждается в реформировании. Для улучшения инвестиционного климата необходимо проведение налоговой реформы [10].

Туркменистан

По состоянию на начало 2020 года доказанные запасы нефти в Туркменистане составляли 82 млн тонн. Оценки прогнозных запасов нефти туркменского сектора Каспийского моря (сектор разделен на 32 лицензионных блока) составляют, по заявлениям властей Туркменистана, около 8 млрд тонн [2, 11].

По данным Государственного концерна «Туркменгеология», в Туркменистане открыто 38 нефтяных и 82 газоконденсатных месторождения. Все нефтегазовые активы Туркменистана находятся в собственности государства. В разработке находятся около 30 месторождений. Наиболее крупные из них – Готурдепе, Барсагельмес, Челекенский блок, Кумдаг, Корпедже, Махтумкули, Окарем и блок Небитдаг.

Налоговый режим СРП Туркменистана аналогичен СРП, который принят в России. В соответствии с законом Туркмении «Об углеводородных ресурсах» инвестору выдается лицензия на проведение работ на основе тендера или прямых переговоров. Государственные компании Туркменнефть или Туркменгаз могут заключать договоры СРП на договорных территориях (блоках) с иностранными компаниями, у которых есть средства и технологии для разработки месторождений. Раздел продукции осуществляется по соглашению с компанией-разработчиком в соответствии с геолого-промысловыми условиями месторождения.

Для инвесторов применяются следующие налоги: роялти – ежемесячный фиксированный платеж в процентах от валовой выручки; бонус – разовый платеж за подписание договора (лицензию); налог на прибыль – 20 % (от величины прибыли); налог за пользование недрами, который равен 22 % от стоимости газа и 10 % от стоимости нефти. Нефтегазовые компании не платят налоги: акциз, налог на имущество, НДС.

Операторами СРП выступают следующие зарубежные компании [11]:

- на континентальном блоке Небитдаг компания Burren Energy (в 2008 году приобретена итальянской компанией Eni) ведет добычу на месторождении Burren. Уровень добычи – около 1,0–1,2 млн т в год;
- на месторождении Диярбекир шельфового блока-1 с 2006 года добычу нефти ведет компания Petronas Carigali. Уровень добычи – около 1 млн т в год. В 2011 году началась добыча на газоконденсатном месторождении Махтумкули, также входящем в состав Блока-1;

ТАБЛИЦА 3. Динамика добычи нефти за период 2008–2021 гг.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2019	2020	2021
Добыча нефти, тыс. т/год	128	122	124	138	138	135	134	143	128	111	51	32	33

Источник: [8]

ТАБЛИЦА 4. Динамика добычи газа за период 2008–2020 гг.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Добыча газа, млрд м³/год	20,8	18,4	19,7	20,8	22,7	21,8	21,9	26	27,5	27,1	26,8	22,7	22,7

Источник: [9]

ТАБЛИЦА 5. Динамика добычи нефти (млн т в год) и газа (млрд м³ в год)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2023
Нефть	10,8	10,5	10,3	10,8	10,0	9,6	8,9	8,317
Газ	65,9	63,2	58,7	61,5	63,2	65,1	72,8	80,6

Источник: [11, 12]

• на шельфовом участке Челекен компания Dragon Oil ведет добычу на месторождениях Dzheitunge (Lam) и Dzhygalybeg (Zhdanov). Извлекаемые запасы участка составляют 90 млн тонн.

Оператором СРП по разработке континентальной площади Хазар выступает ГК «Туркменнефть» (52%), доля иностранного участника проекта – австрийской компании Mitro International – составляет 48%.

Кроме того, на востоке страны добычу газового конденсата осуществляет китайская компания CNPC (СРП на участке Багтыярлык). Динамика добычи нефти и газа представлена в таблице 5.

Анализ добычи нефти показывает, что она имеет тенденцию к снижению, а добыча газа имеет устойчивый рост. Основной объем добычи газа экспортируется в Китай.

Наращивание добычи нефти на шельфе Каспийского моря сдерживается неопределенностью его правового статуса, пограничными спорами с Азербайджаном, а также недостаточностью транспортных мощностей для экспорта добываемого сырья. Для наращивания экспорта необходимо строительство новых нефтегазопроводов и транспортных узлов. Учитывая отсутствие возможностей для самостоятельной разработки месторождений углеводородов, налоговый режим СРП является весьма эффективным инструментом для нефтегазового комплекса Туркмении.

Узбекистан

Сегодня на территории республики насчитывается 243 месторождения углеводородов. За последние 20 лет открыто 111 месторождений.

194 месторождения имеют залежи свободного газа, 121 – нефти и 157 – конденсата. Из общего числа месторождений 104 находятся в разработке, 60 – подготовлены к разработке и 69 находятся в процессе изучения.

В Узбекистане в нефтегазовой отрасли преобладает налоговый режим СРП и создание совместных предприятий (СП) [13]. После принятия закона об СРП республика довольствовалась лишь небольшой прибылью от раздела продукции, но с 2004 года стала твердо отстаивать свою долю в СРП от 20 до 50%, а в СП – не менее 50%.

На сегодняшний день в Узбекистане наблюдается падение объемов добычи нефти. Добыча нефти за 2002–2014 годы снизилась в 2,5 раза. Добыча газа с 1991-го по 2008 год выросла с 41,9 до 68,3 млрд м³. Но с 2009-го по 2014 год добыча газа снизилась до 54,2 млрд м³ или на 21% за последние 6 лет. Динамика добычи нефти и газа представлена в таблицах 6, 7.

Объективной причиной устойчивого падения добычи нефти и газового конденсата является истощение запасов действующих месторождений. Опыт Узбекистана является особенно интересным, так как дает возможность рассмотреть опыт работы российских компаний на условиях СРП. Первое СРП, заключенное Узбекистаном в 2001 году с компанией UzPECLtd, дочерним предприятием британской TrinityEnergyGroup, на разработку нефтегазоносных площадей Центрального Устюрта и Юго-Западного Гиссара (северо-запад республики), пока не оправдало ожиданий государства. «Узбекнефтегаз» даже пытался расторгнуть соглашение

ТАБЛИЦА 6. Динамика добычи нефти (с учетом газового конденсата), млн тонн

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2022
4,5	3,9	3,6	3,2	3,0	2,2	2,2	2,1	0,545

Источник: [14]

с иностранным участником, который постоянно не выполнял инвестиционные обязательства. Выкупив британскую долю, российский «Союзнефтегаз» инвестировал в проект в 2005 году 40 млн долл. и рассчитывает продолжить работу на условиях СРП. С 2004 года «Газпром» восстанавливает на условиях СРП добычу газа на месторождении Шах-Пахты в Устюртском районе (Каракалпакстан). В ближайшее время «Газпром» намерен заключить в Узбекистане еще одно СРП – на разработку группы месторождений Устюртского района. По проекту планируется годовая добыча 5–6 млрд м³ газа, что потребует инвестиций в объеме 1 млрд долл. В августе 2006 года консорциум иностранных инвесторов с участием ПАО «ЛУКОЙЛ» заключил в Узбекистане СРП на геологоразведку и последующую разработку месторождений Аральского моря. Для ПАО «ЛУКОЙЛ» это второе СРП в Узбекистане – в 2004 году российская компания получила права на разработку в течение 35 лет трех месторождений на юго-западе страны с запасами более 280 млрд м³ газа [6, 15].

Основной субъективной проблемой дальнейшего развития нефтегазовой отрасли республики является громоздкая и неэффективная система управления отраслью.

Несмотря на падение добычи углеводородов, налоговый режим СРП остается основным в нефтегазовом комплексе Узбекистана. Это связано с невозможностью самостоятельно без привлечения иностранных инвесторов разрабатывать месторождения углеводородов. С целью привлечения новых инвестиций для компаний, добывающих углеводороды, были предоставлены новые льготы. В частности, предприятия, которые начнут добычу нефти и газа в ближайшие два года, навсегда будут освобождены от рентного налога, который вводился на фоне снижения ставок других налогов.

ТАБЛИЦА 7. Динамика годовой добычи газа, млрд м³

2019	2020	2021	2022	2023
98,3	82,2	108,1	96,1	90,4

Источник: [14]

Применение СРП в России

Применение налогового режима СРП в России регулируется Федеральным законом «О соглашениях о разделе продукции», который был принят Государственной Думой 06.12.1995 [16, 17]. Впоследствии Госдумой был принят перечень участков недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях СРП. В 1996–1998 гг. правительством РФ совместно с субъектами РФ, на территориях которых расположены соответствующие участки недр, были подготовлены и внесены в Государственную Думу различные варианты законопроекта о перечнях участков недр, допускаемых в режим СРП. Всего было включено 250 месторождений, в том числе 213 месторождений углеводородов, расположенных на территории 32 субъектов Российской Федерации [18].

Однако на протяжении трех лет с момента вступления в силу закона изменения в соответствующие законы и Таможенный кодекс не были внесены, что не позволило заключить ни одного полноценного соглашения на основе СРП.

В конце 1998 г. Госдума устранила несоответствие в законодательстве и приняла необходимые поправки. В итоге за пять лет существования закона 30%-ная квота по запасам углеводородного сырья, которые Дума разрешила разрабатывать на условиях СРП, уже исчерпана. На сегодняшний день федеральными законами предоставлено право на реализацию 10 проектов соглашений о разделе продукции. В России по состоянию на 2023 год действуют проекты Сахалин-1, Сахалин-2, Харьягинское месторождение. По условиям соглашений, доля России в проектах СРП составляла в 2015 году 15% («Сахалин-1»), 10% («Сахалин-2») и 47,7% (Харьягинское месторождение). Четвертый проект, Самотлорское СРП, был подписан в 1999 году, но его реализация была приостановлена [3, 19].

Соглашение о разделе продукции с международным консорциумом по проекту «Сахалин-1» было подписано 30 июня 1995 года правительством РФ и администрацией Сахалинской области. Соглашение СРП вступило в силу в июне 1996 года.

«Сахалин-1». Операторами проекта первоначально стали: ExxonMobil, которому принадлежало 30% капитала, японская фирма Sodeco – 30%, «Роснефть» – 20%, индийская фирма ONGC – 20%. В проект входят три нефтегазовых месторождения.

Проект «Сахалин-1» стал одним из крупнейших проектов с прямыми иностранными инвестициями в России. До октября 2022 года оператором разработки и обладателем лицензии являлся Exxon Neftegas Limited (США). В октябре 2022 года вышел Указ о создании правительством нового российского оператора проекта «Сахалин-1», которому перейдут права и обязанности от ExxonNeftegas [20, 21]. Контроль над оператором проекта «Сахалин-1» вместо ExxonMobil получило ПАО «Роснефть». Внутренняя норма рентабельности проекта «Сахалин-1» превышает 20%, что значительно выше среднего показателя. По итоговым показателям эффективности проект «Сахалин-1» оказался сверхприбыльным [3, 22]. По проекту «Сахалин-1» в 2023 г. по сравнению с 2022 г. произошло увеличение добычи нефти и газа. В том числе увеличены объемы реализации газа потребителям на внутреннем рынке [22].

Проект «Сахалин-2» реализуется на условиях СРП с 1994 года. До 2007 года акционерами были: Shell (55%), Mitsui (25%) и Mitsubishi (20%). В апреле 2007 года «Газпром» выкупил за 7,45 млрд долл. контрольный пакет – 50% плюс одну акцию. Таким образом, у Shell осталось 27,5% минус 1 акция, Mitsui – 12,5%, Mitsubishi – 10% [3, 23].

По проекту «Сахалин-2» полная окупаемость затрат и первая прибыльная продукция была получена в I квартале 2012 года, на два года раньше планируемого срока [23, 24].

В конце февраля 2022 года Shell объявила о выходе из совместных проектов с «Газпромом». Также компания Shell, владеющая долей в 27,5% в проекте «Сахалин-2», объявила о намерении выйти из актива. Компания Shell отозвала из проекта свой управляющий и технический персонал. Японские компании Mitsui и Mitsubishi не намерены выходить из проекта.

В проект входят три морские нефтегазодобывающие платформы,

завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) и нефтегазовая инфраструктура. В 2022 году около 60% производимого сжиженного газа транспортировалось в Японию.

30 июня 2022 года подписан указ о передаче всего имущества бермудской компании Sakhalin Energy в собственность России. Новым оператором проекта «Сахалин-2» стало российское ООО «Сахалинская энергия». Начиная с 2023 года управление по СРП-проекту «Сахалин-2» было передано российской компании «Газпром». По проекту «Сахалин-2» в 2023 году по сравнению с 2022 годом произошло уменьшение добычи углеводородов, что соответствует производственным планам ООО «Сахалинская Энергия». Добыча нефти и газа имеет устойчивую тенденцию к снижению с 2020 года, что обусловлено естественным процессом «старения» месторождений [23–25].

По данным ООО «Сахалинская энергия», объем производства сжиженного газа в рамках проекта в 2023 г. составил 10,4 млн т. Осуществлялся экспорт нефти и конденсата в Китай, сжиженного природного газа в Японию, Китай, Южную Корею. По проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2» в 2023 г. в консолидированный бюджет Сахалинской области поступило доходов в сумме 107,8 млрд руб. [23]. Проект также показал высокую эффективность.

ТАБЛИЦА 8. Добыча нефти и газа в Сахалинской области

	2021	2022	2023
Нефть, млн т	16	9	14
Газ, млрд м³	32,1	26,2	31,2

Источник: [26]

Проект СРП на Харьягинском месторождении реализуется на условиях СРП с 1999 года. Месторождение расположено в Ненецком автономном округе и включено в список стратегических объектов России. Его запасы нефти оцениваются в 160,4 млн тонн [2, 3]. Нынешний состав участников СРП: «Зарубежнефть-добыча Харьяга» – 90%; ОАО «Ненецкая нефтяная компания» (Россия) – 10%. В июле 2018 года срок действия Харьягинского СРП был продлен на 13 лет, до 31 декабря 2031 года.

ТАБЛИЦА 9. Распределение доходов федерального и региональных бюджетов

Проект	Добыча нефти, млн т	Добыча газа, млрд м ³	Федеральный бюджет, млрд руб.	Региональный бюджет, млрд руб.
Сахалин-1	30,7	485	229,1	598,7
Сахалин-2	166	560	1162	1714,8
Харьяга	47,6	–	385,5	139,8
Итого	244,3	1045	1776,6 (42%)	2453,4 (58%)

Источник: [22, 24]

Харьгинское СРП стало первым из проектов СРП, который вышел на второй уровень раздела продукции. Суточная добыча на Харьгинском СРП-проекте (оператор – Зарубежнефть-добыча Харьга) в Ненецком автономном округе выросла на 34%, до 4,7 тыс. т. Доход в виде доли прибыльной продукции от Харьгинского СРП является одним из основных источников дохода бюджета Ненецкого округа и позволяет сохранять на должном уровне меры социальной поддержки жителей региона и реализовывать на территории округа серьезные инфраструктурные проекты.

По данным «Зарубежнефти», сегодня Харьгинское СРП – эффективный и успешный проект, обеспечивающий стабильный доход государства и инвестора. За время работы проекта накопленная добыча на Харьгинском месторождении составила более 25 млн тонн нефти, а суммарные поступления в бюджетную систему РФ превысили 4,5 млрд долл. [2, 3].

В целом все три российских проекта СРП являются успешными. Их характерной особенностью является значительное пополнение региональных бюджетов. В таблице 9 представлено распределение доходов федерального и региональных бюджетов

На основе анализа опыта применения СРП в РФ и за рубежом установлено, что данный налоговый режим является весьма гибким и эффективным инструментом налоговой политики государства в области добычи углеводородов. Показано, что:

- обоснование динамики долей государства и инвестора, а также других составных частей СРП позволяет адаптировать данный налоговый режим для разных геолого-промысловых и технико-экономических условий разработки месторождений углеводородов;

- для стран, которые не обладают современными технологиями разработки, а также достаточными финансовыми ресурсами, СРП позволяет привлечь инвесторов для освоения месторождений углеводородов;
- для стран с высоким уровнем развития экономики СРП может быть использован как компонент налоговой политики для ряда сложных в освоении месторождений;
- в РФ режим СРП может применяться как эффективный инструмент привлечения отечественных и зарубежных инвесторов для разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов, а также для существенного повышения доходов бюджета регионов. ●

Литература

1. Васильева А.Г. Применение СРП месторождений нефти и газа: зарубежный опыт. *Мировая экономика и международные экономические отношения // Экономические науки.* № 11, 2009. С. 398–401.
2. Лытаев А.В., Токарев А.Н. Подход к выбору и оценке условий СРП при реализации проектов // *Вестник Новосибирского государственного университета. Социально-экономические науки.* Том 11, выпуск 4, 2011, С. 105–110.
3. Шуман В.Д. Итоги применения и перспективы развития СРП в России // «Нефтегазовая вертикаль», № 18, 2003. С. 55–62.
4. Конопляник А.А. Умный инвестор для прогресса ТЭК // *Нефтегазовая вертикаль*, № 12, 2023. С. 77–170.
5. Конопляник А.А. Ты помнишь, как все начиналось // *Нефть России*, 2018. № 11–12. С. 12–80.
6. Рева А.Р. Нефтяная индустрия Индии // *Инновации и инвестиции*, 2018, № 3. С. 97–103.
7. Попов А.В. Нефтегазовый сектор экономики Индонезии // *Юго-Восточная Азия: актуальные проблемы развития*, 2021. Том III, № 3. С. 90–106
8. Митина Н.Н., Чжоу И. Нефтяная промышленность Венесуэлы // *Инновации и инвестиции* № 10, 2022. С. 65–70
9. Управление энергетической информации (eia.gov). Производство газа в Венесуэле [Электронный ресурс] URL: <https://svspb.net/norge/dobycha-gaza.php?l=venesuela&ysclid=lv5au842h1960351680> (Дата обращения: 18.03.2024).
10. Комиссарова А.Д., Теслюк Л.М. Современное состояние и проблемы развития нефтегазового комплекса Венесуэлы [Электронный ресурс] URL: https://elar.ufu.ru/bitstream/10995/122708/1/sueb_2023_043.pdf (Дата обращения: 18.03.2024).
11. Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность Туркмении [Электронный ресурс] URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/6/1113/?ysclid=lv5dgy35h7j563869622 (Дата обращения: 18.03.2024).
12. Газовая промышленность Туркмении [Электронный ресурс] URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/3/866/?ysclid=lv5eijyx21694164427 (Дата обращения: 18.03.2024).
13. Бобохужаев Ш.И. Научный обзор: постнезависимый период развития нефтегазовой отрасли Узбекистана: успехи, проблемы и перспективы // *Научное обозрение. Экономические науки.* – 2016. – № 2 – С. 35–50.
14. Добыча газа в 2023 году упала на 5 млрд кубометров [Электронный ресурс] URL: <https://www.gazeta.uz/ru/2024/01/23/energy-resources/> (Дата обращения: 28.03.2024).
15. Узбекистан: будущее за газом. Аналитическая служба «Нефтяная вертикаль» // *Нефтяная вертикаль* – 2009. – № 10 – С. 61–65.
16. ФЗ РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» (редакция от 1.04.2022 г.) [Электронный ресурс] URL: <https://legacts.ru/doc/zakon-rf-ot-21021992-n-2395-1-o/> (дата обращения: 22.03.2024).
17. ФЗ от 20.11.1999 № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» [Электронный ресурс] URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_8816/ (дата обращения: 5.02.2024).
18. ФЗ от 20.11.1999 № 198-ФЗ «Об участках недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции (участки недр «Северные территории»)» [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/12117431/?ysclid=lvcea7jtkq912023705> (дата обращения: 5.03.2024)
19. Постановление Правительства РФ от 21 декабря 1999 г. №1423 «О заключении соглашения о разработке южной части Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения в Ханты-Мансийском автономном округе на условиях раздела продукции между Российской Федерацией и открытым акционерным обществом «Самотлорнефтегаз» [Электронный ресурс] URL: <https://lawnotes.ru/pravitelstvo/postanovlenie-pravitelstva-rf-ot-21.12.1999-n-1423> (дата обращения: 02.04.2024 г.)
20. Указ Президента Российской Федерации от 30.06.2022 № 416 «О применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций» / *Официальное опубликование правовых актов / Официальный интернет-портал правовой информации* [Электронный ресурс] URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/404818597/> (дата обращения: 02.04.2024 г.)
21. Указ Президента РФ от 7 октября 2022 года № 723 «О применении дополнительных специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций» [Электронный ресурс] URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405299305/> (дата обращения: 02.03.2024 г.)
22. Милькин В., Савенкова Д. Россия вернула контроль над «Сахалин-1» [Электронный ресурс] URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/10/10/944609-rossiya-vernula-kontrol-nad-sahalinom-1> (дата обращения: 5.02.2024).
23. Отчет счетной палаты РФ [Электронный ресурс] URL: <https://ach.gov.ru> (дата обращения: 02.03.2024).
24. В 2019 году проекты СРП принесли в бюджет 2,3 млрд дол. [Электронный ресурс] URL: <https://rg.ru/2020/11/10/v-2019-godu-proekty-srp-prinesli-v-biudzet-23-mld-dollarov.html> (дата обращения: 02.03.2024).
25. Отчет счетной палаты РФ [Электронный ресурс] URL: <https://ach.gov.ru> (дата обращения: 12.03.2024).
26. Нефтегазовый комплекс Сахалинской области [Электронный ресурс] URL: <https://sahalin.gov.ru/index.php?id=168> (дата обращения: 02.04.2024).

KEYWORDS: *hydrocarbon field development, hydrocarbon production, taxation, special tax regime, product division, profitable products, foreign investors, project operator, budget revenue.*

РОССИЯ ОТМЕНИЛА САНКЦИИ ДЛЯ ТУРЦИИ ЗА ПРОСРОЧКУ ПЛАТЕЖЕЙ ПО КРЕДИТУ



Россия решила не брать с Турции проценты за просрочку по экспортному кредиту. Турция получила от России государственный кредит на сумму 726 млн долл. и до 2022 года своевременно исполнила все обязательства в полном объеме. Однако из-за западных санкций против России Турция не смогла осуществить выплаты в размере 111 млн долл. в 2022 и 2023 году. В сентябре 2023 года Анкара полностью погасила задолженность, но, несмотря на это, Москва, в соответствии с условиями соглашения, имела право получить неустойку в размере 17 млн долл.



Госдума России аннулировала штраф, так как задержку платежей вызвало независящее от республики обстоятельство. Отмечается, что этим Москва укрепит доверие в отношениях с Анкарой, размер пени ничтожен по сравнению с объемом торгово-экономических отношений между Россией и Турцией в 57 млн долл. Принятое решение считается шагом, способствующим укреплению доверия и согласия в отношениях между двумя странами.

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО РОССИИ И КИТАЯ ПЕРЕВЕРНЕТ МИР



Президент России прибыл в Пекин. В. Путин обсудит с Си Цзиньпином двустороннее партнерство. Это сближение России и Китая не радует США и ЕС.



Взоры всего мира, прежде всего Америки и Европы, будут прикованы к этому визиту по двум причинам. С одной стороны – Россия, которая борется с суровыми санкциями, введенными из-за украинского конфликта. С другой стороны – Китай, вторая по величине экономика мира. Более того, эта встреча состоится всего через неделю после визитов Си Цзиньпина во Францию, Сербию и Венгрию, которые в мировых средствах массовой информации были интерпретированы так: «Китай ищет себе новых союзников в Европе». Вторая причина – экономическая: двусторонняя торговля в прошлом году увеличилась на 26% и достигла 240 млрд долл., хотя цель на 2023 год составляла 200 млрд долл. Китай – важнейший партнер России. Он скупает ее сырье и поставляет много необходимой продукции. Пекин предвидит долгосрочную конкуренцию и конфронтацию с Западом. И, чтобы их нивелировать, развивает экономические отношения с незападными странами по всему миру. Китай создает параллельный миропорядок, контуры которого уже заметны.

ЕВРОПА ПЛАНИРУЕТ УДАР ПО РОССИЙСКОМУ СПГ Pravda

Европа планирует впервые нанести удар по российскому СПГ, до сих пор санкции его обходили. В планах запретить реэкспорт газа, который Россия отгружает в европейских портах. Раньше Россия поставляла в Европу около 40% потребляемого там газа, а сегодня обеспечивает 10%. Аналитики сходятся во мнении, что новые

санкции не изменят ситуацию в корне, но станут шагом к снижению доходов от этого энергоносителя. Только в 2023 году Россия получила от продажи СПГ более 8 млрд евро. Аналитики говорят, что в случае одобрения эмбарго его экспорт значительно сократится. Одни только санкции на поставку технологий для СПГ-терминалов серьезно осложнили и отсрочили достройку новых терминалов в Арктике. В случае запрета Россия сможет экспортировать СПГ в другие неевропейские государства, но обходиться это будет дороже, потому что у нее нет специальных кораблей. Спрос на газ не растет, производить электричество помогают вода и ветер, велико и предложение: 30% газа поставляет Норвегия. США и Катар планируют увеличить поставки. Однако по-прежнему нельзя сказать, что Европа вышла из зависимости от российского газа. Зависение предложения на рынке может



повысить стоимость. Об этом предупреждает и европейский энергетический регулятор, специалисты которого отмечают, что резко отказаться от российского газа нельзя. У Европы в запасе есть еще один вариант – потолок цен. Если Европе удастся его ввести, Россия может потерять 60% доходов от продажи СПГ. ●

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИНАНСОВЫХ АСПЕКТОВ И ОСОБЕННОСТЕЙ развития ВИНК



Шестаков Роман Алексеевич

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



Зайкин Данила Витальевич

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

КОМПАНИЯ «ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» ЗАНИМАЕТСЯ РАЗВЕДКОЙ, ДОБЫЧЕЙ И ПЕРЕРАБОТКОЙ НЕФТИ, ГАЗА И ПРОДУКТОВ НА ОСНОВЕ УВ. КОМПАНИЯ РАБОТАЕТ В РОССИИ И ЗА ЕЕ ПРЕДЕЛАМИ. ИССЛЕДОВАНИЕ ФИНАНСОВЫХ АСПЕКТОВ И ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ ВКЛЮЧАЕТ АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ ОТЧЕТОВ КОМПАНИИ, ТАКИХ КАК БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС, ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ, ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ, А ТАКЖЕ ДРУГИЕ ОТЧЕТЫ И ПОКАЗАТЕЛИ, ТАКИЕ КАК КОЭФФИЦИЕНТЫ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ, ОБОРАЧИВАЕМОСТИ, ЛИКВИДНОСТИ, ЗАДОЛЖЕННОСТИ. КРОМЕ ТОГО, ИССЛЕДОВАНИЕ ВКЛЮЧАЕТ АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА РАЗВИТИЕ КОМПАНИИ, ТАКИХ КАК ГЕОПОЛИТИЧЕСКАЯ СИТУАЦИЯ, ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕН НА НЕФТЬ И ГАЗ, КОНКУРЕНТНАЯ СРЕДА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИННОВАЦИИ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ МОГУТ БЫТЬ ПОЛЕЗНЫ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ЗАИНТЕРЕСОВАННЫХ СТОРОН, ВКЛЮЧАЯ ИНВЕСТОРОВ, БАНКИ, РЕГУЛИРУЮЩИЕ ОРГАНЫ, АНАЛИТИЧЕСКИЕ АГЕНТСТВА, И МОГУТ ПОМОЧЬ В ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЙ О ВЛОЖЕНИИ СРЕДСТВ, ФИНАНСОВОЙ ПОДДЕРЖКЕ, РЕГУЛИРОВАНИИ

THE COMPANY "PJSC "NK ROSNEFT" IS A GIANT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN RUSSIA, OCCUPYING A LEADING POSITION IN THE GLOBAL OIL MARKET. A STUDY OF THE FINANCIAL ASPECTS AND FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF A COMPANY SUCH AS "PJSC "ROSNEFT" CAN PROVIDE VALUABLE INFORMATION ABOUT ITS FINANCIAL CONDITION, PERFORMANCE INDICATORS, STABILITY AND SUSTAINABILITY OF THE BUSINESS, AS WELL AS PLANS AND PROSPECTS FOR DEVELOPMENT. THE STUDY INCLUDES AN ANALYSIS OF THE COMPANY'S FINANCIAL STATEMENTS, SUCH AS THE BALANCE SHEET, PROFIT AND LOSS STATEMENT, CASH FLOW STATEMENT, AS WELL AS OTHER REPORTS AND INDICATORS, SUCH AS PROFITABILITY, TURNOVER, LIQUIDITY, DEBT. IN ADDITION, THE STUDY INCLUDES AN ANALYSIS OF FACTORS AFFECTING THE COMPANY'S DEVELOPMENT, SUCH AS THE GEOPOLITICAL SITUATION, CHANGES IN OIL AND GAS PRICES, THE COMPETITIVE ENVIRONMENT, TECHNOLOGICAL INNOVATIONS, ENVIRONMENTAL AND SOCIAL REQUIREMENTS. THE RESULTS OF SUCH A STUDY CAN BE USEFUL FOR VARIOUS STAKEHOLDERS, INCLUDING INVESTORS, BANKS, REGULATORS, ANALYTICAL AGENCIES, AND CAN HELP THEM MAKE INFORMED DECISIONS ABOUT INVESTMENT, FINANCIAL SUPPORT, REGULATION

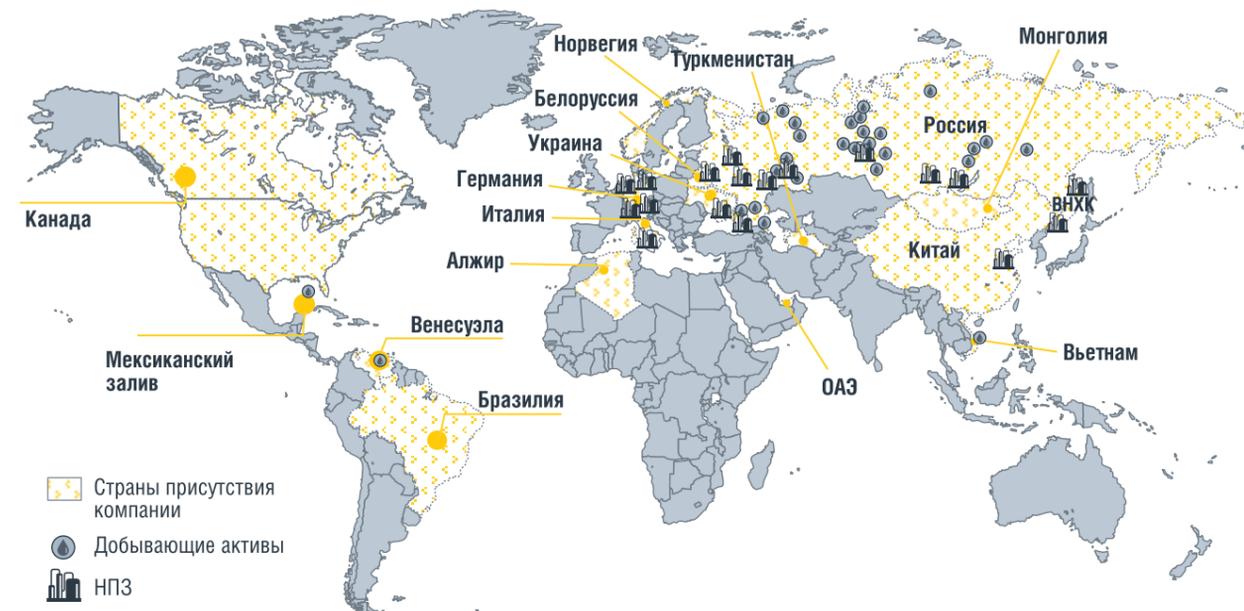
Ключевые слова: Роснефть, анализ, прибыль, баррель в нефтяном эквиваленте (БНЭ), дивиденд, маржа, инвестиции, волатильность, индекс цен, рентабельность.

Сегодня Роснефть является одной из крупнейших нефтегазовых компаний в мире. Она продолжает активно развиваться и расширять свои бизнес-активы, включая добычу, переработку и продажу нефти и газа, а также производство и продажу нефтехимической продукции и других продуктов [1].

Благодаря своим ресурсам, технологическим возможностям и широкому спектру бизнес-активов компания имеет значительный потенциал для роста и развития. Она продолжает активно инвестировать в различные проекты и программы, направленные на увеличение своих запасов нефти и газа, модернизацию

УДК 338.12.017

РИСУНОК 1. Проекты по разведке, переработке и сбыте в 16 странах мира [3]



производственных мощностей и совершенствование технологий добычи и переработки нефти и газа [2].

В рамках стратегии компания приобрела несколько крупных активов в России и за рубежом, в том числе долю в индийской нефтегазовой компании Essar Oil и германском нефтеперерабатывающем заводе PCK Raffinerie GmbH.

Роснефть объявила о стратегическом сотрудничестве с китайской компанией Beijing Gas Group Company Limited. Соглашение предусматривает совместную работу в области поставок природного газа и производства нефтехимических продуктов.

Кроме того, компания активно развивает свою экологическую стратегию, уменьшая выбросы парниковых газов и снижая воздействие на окружающую среду. Она активно участвует в развитии новых месторождений, в том числе в Арктике и на шельфе, а также вводит в эксплуатацию новые нефтеперерабатывающие заводы и нефтехимические комплексы. Роснефть продолжает укреплять свое присутствие на мировых рынках и расширять экспортный потенциал. Она активно сотрудничает с международными компаниями и участвует в международных проектах, таких как Nord Stream 2 и других [1].

Эта компания входит в список стратегических предприятий России. Она контролируется государством через АО «Роснефтегаз», которое владеет 40,4% ее акций. Компания BP Russian Investments Limited владеет 19,75% акций, QH Oil Investments LLC – 18,46%, а Федеральное агентство по управлению государственным имуществом владеет одной акцией [11].

Основными целями и задачами предприятия являются увеличение запасов нефти и газа, эффективная добыча на зрелых месторождениях, рост добычи через реализацию новых проектов на Востоке России, разработка трудноизвлекаемых запасов нефти (ТриЗ), увеличение маржинальности по всей цепочке создания стоимости [2].

Миссией компании является эффективная реализация энергетического потенциала в России и за рубежом, обеспечение энергетической безопасности и бережное отношение к природным ресурсам.

Основные финансовые показатели за 2023 год доказывают лидирующую позицию компании на мировом и внутреннем рынке. Роснефть достигла рекордной чистой прибыли – 883 млрд руб. Свободный денежный поток вырос в 2,5 раза по сравнению с 2021 годом, равен 1044 млрд руб. Произошло сокращение чистого

финансового долга и торговых обязательств с начала года на 5,5 млрд долл. [3].

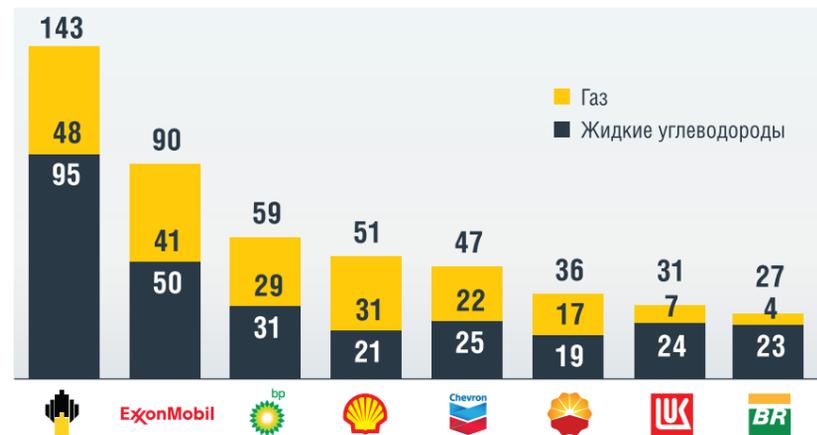
Компания ввела новую стратегию развития «Роснефть – 2030». Одними из основных направлений развития можно выделить [6]:

- снижение углеродного следа «Чистый ноль», где компания планирует перейти к чистой нейтральности к 2050 году;
- операционное лидерство, где планируется достичь добычи углеводородов до 330 млн тнэ/год к 2030 году, удержание лидерства по удельным затратам на добычу углеводородов;
- увеличение эффективности, где будет достигнут выход светлых нефтепродуктов на НПЗ в РФ до 69%.

Сегодня компания реализует проекты в добычающем и перерабатывающем секторах в 16 странах (рисунок 1). Портфель международных проектов Роснефти продолжает расширяться. Способность эффективно работать в любых географических и экономических условиях является важным компонентом компетенции Global ENERGY Corporation и позволяет ей гибко адаптироваться к рыночным условиям и изменениям спроса [1].

Центральным направлением развития компании является ESG [6]:

РИСУНОК 2. Запасы углеводородов в категории АВ1С1 + В2С2, млрд барр. н.э. на 01.11.2023 [3]



- учреждение подкомитета по регулированию выбросов углерода;
- комплексный план управления выбросами углерода, утвержденный генеральным директором;
- подписание «руководящих принципов по сокращению выбросов метана»;
- совместная программа «Экология» с Министерством охраны биологического разнообразия Российской Федерации;
- 300 миллиардов рублей «зеленые инвестиции» в течение 2018–2024 годов;
- 8 миллионов тонн эквивалента CO₂ предотвращенные выбросы парниковых газов (в рамках программы энергосбережения) [3].

на рынке нефти. По словам Сечина, государственное регулирование цен на нефтепродукты способствовало финансовым показателям Роснефти, а ограничение приема нефти по магистральной трубопроводной системе Транснефти не позволило полностью реализовать «потенциал производственных мощностей» [2].

Маржа экспортера, которая рассчитана как цена на нефть марки Юралс за вычетом экспортной пошлины и эффективной ставки НДС, достигла рекордного значения за последние годы и в январе была 20 тыс. руб./т [3].

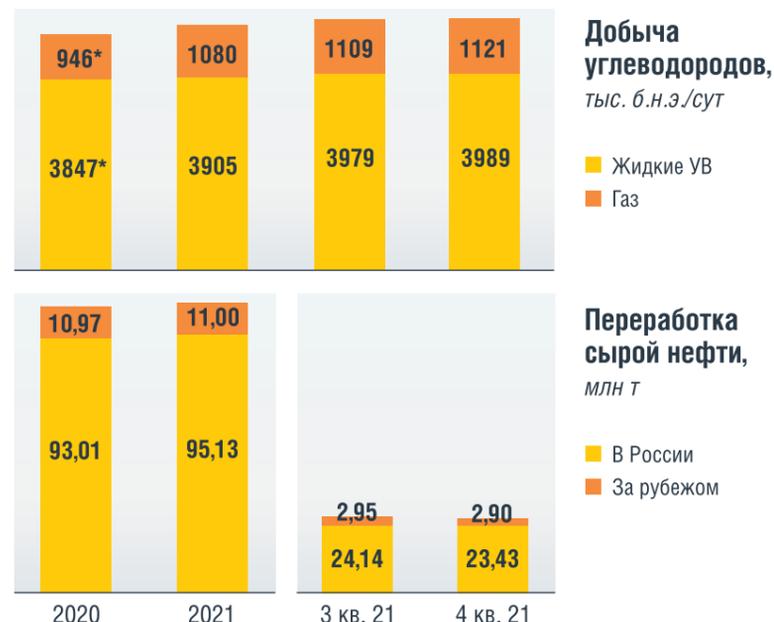
Основные производственные показатели, без учета «низкорентабельных» активов,

По запасам углеводородов компания Роснефть продолжает занимать лидирующую позицию. Если сравнивать с другими перспективными нефтегазовыми мировыми компаниями, то по запасам углеводородов Роснефть превосходит другие компании с большим отрывом (рисунок 2).

Согласно сообщению пресс-службы Роснефти, увеличение чистой прибыли за год объясняется улучшением операционной прибыли и сокращением расходов на финансы и прочие нужды [11].

Глава Роснефти И. Сечин отметил, что в 2023 году компания «была вынуждена работать на фоне ряда негативных факторов и неопределенности на рынке», к числу которых он отнес, в частности, волатильность цен

РИСУНОК 3. Основные производственные показатели за 2020–2022 годы [3]



выбывших в 2020 г., выросли по сравнению с прошлым годом (рисунок 3).

По имеющимся активам на конец 2021 года (исключая активы, выбывшие в 2020–2021 годах), среднесуточная добыча УВ выросла на 4,9% в годовом и на 1,3% в квартальном выражении [7].

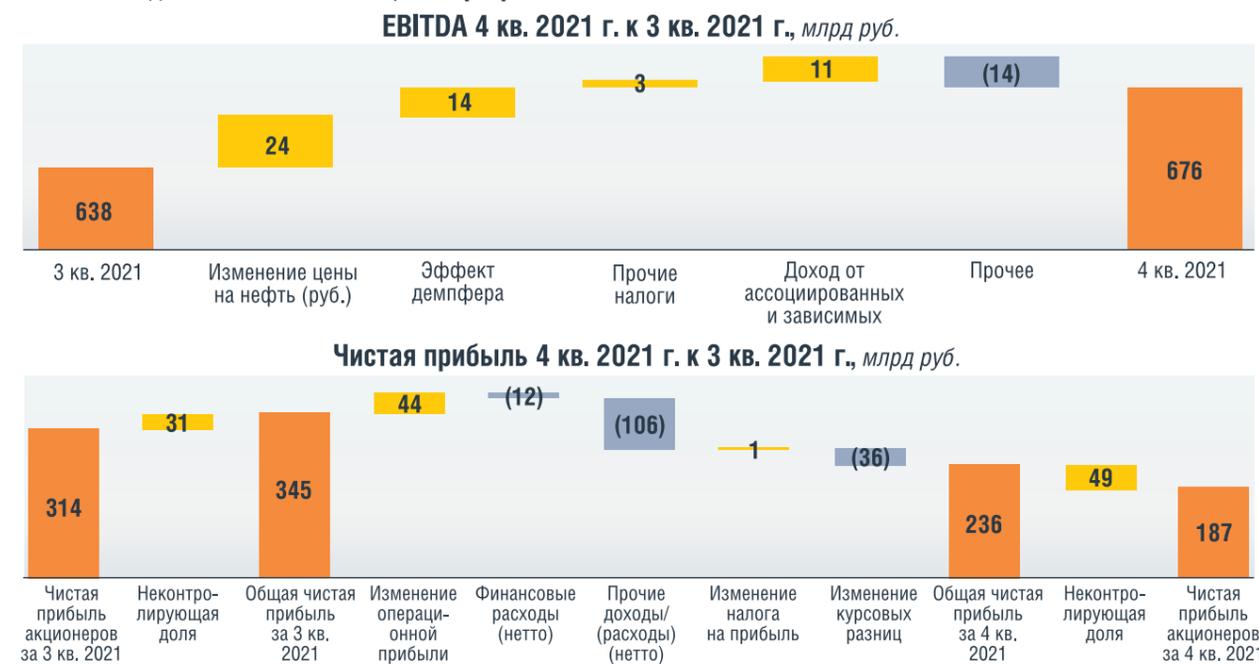
За последние годы динамика EBITDA (прибыль до уплаты процентов, налогов, амортизации и износа) и чистой прибыли Роснефти была разнонаправленной [8].

В 2019 году EBITDA Роснефти выросла на 3,3%, до 1,917 трлн рублей по сравнению с 2018 годом, но чистая прибыль компании снизилась на 6,4%, до 708 млрд рублей, по сравнению с 2018 годом.

В 2020 году из-за пандемии и кризиса на рынке нефти EBITDA Роснефти снизилась на 27,5% до 1,391 трлн рублей, по сравнению с 2019 годом. Однако чистая прибыль компании выросла на 39,6%, до 985 млрд рублей, по сравнению с 2019 годом [3].

В первом полугодии 2021 года EBITDA Роснефти выросла на 43,5%, до 1,078 трлн рублей, по сравнению с первым полугодием 2020 года, что объясняется улучшением рыночных условий и восстановлением спроса на нефть и нефтепродукты после кризиса 2020 г. Чистая прибыль компании за первое полугодие 2021 года составила 517 млрд рублей,

РИСУНОК 4. Динамика EBITDA и чистой прибыли [4, 5]



что на 9,1% ниже, чем за аналогичный период прошлого года, что связано с увеличением налоговых платежей (рисунок 4) [9].

Таким образом, динамика EBITDA и чистой прибыли Роснефти за последние несколько лет была разнонаправленной и определялась факторами, такими как изменения цен на нефть и газ, мировые экономические условия,

кризис 2020 г., налоговая политика и другие факторы [9].

В 4 квартале 2021 года произошел рост добычи жидких углеводородов в компании на 0,3% или на 1% с учетом продажи активов в 3 квартале 2021 года, на фоне смягчения ограничений в рамках Соглашения ОПЕК+. Объем сокращений добычи нефтяными компаниями зависит от их

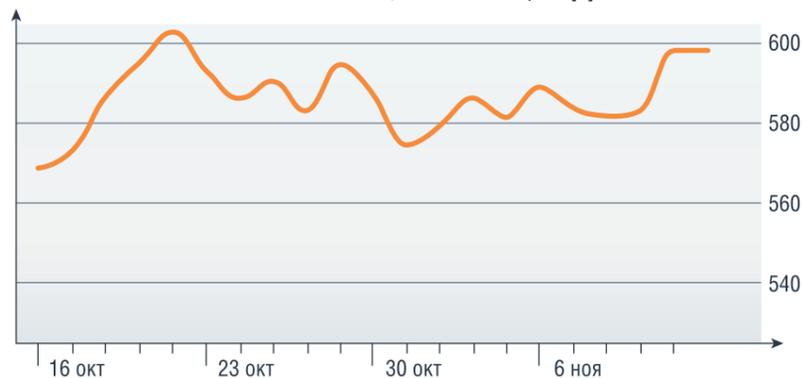
доли в добыче. В январе 2023 года план по восстановлению добычи в РФ составил +100 тыс. баррелей в сутки. Компания полностью соответствует квотам, установленным государственными органами [3].

Компания предоставила значения ключевых финансовых показателей на 2020 и на 2021 годы, которые мы можем сравнить (таблица 1).

ТАБЛИЦА 1. Ключевые финансовые показатели [4]

ПОКАЗАТЕЛЬ	4 кв. 2022	3 кв. 2022	%	12 мес. 2023	12 мес. 2023	%
EBITDA, млрд руб.	676	638	6,0%	2330	1209	92,7%
Чистая прибыль, млрд руб., относящаяся к акционерам Роснефти	187	314	-40,4%	883	132	>100%
Скорректированная чистая прибыль, млрд руб.	279	334	-16,5%	1057	168	>100%
Скорректированный операционный денежный поток, млрд руб.	524	602	-13,0%	2093	1210	73,0%
Капитальные затраты, млрд руб.	360	227	58,6%	1049	785	33,6%
Свободный денежный поток, млрд руб.	164	375	-56,3%	1044	425	>100%
EBITDA, млрд долл.	9,3	8,7	6,9%	31,7	17,2	84,3%
Чистая прибыль, млрд долл.	2,5	4,3	-41,9%	11,9	2	>100%
Скорректированная чистая прибыль, млрд долл.	3,8	4,5	-15,60%	14,3	2,3	>100%
Скорректированный операционный денежный поток, млрд долл.	7,2	8,3	-13,30%	28,5	17,0	67,6%
Капитальные затраты, млрд долл.	4,9	3,2	53,1%	14,2	10,8	31,5%
Свободный денежный поток, млрд долл.	2,3	5,1	-54,90%	14,3	6,2	>100%
Цена на нефть Юралс, тыс. руб./барр.	5,64	5,18	8,90%	5,05	3,01	67,9%

РИСУНОК 5. Волатильность стоимости акции ПАО «Роснефть» [5]



В 2021 году финансовые расходы Роснефти снизились еще на 8,3%, до 283 млрд рублей по сравнению с 2020 годом, что связано с дальнейшим снижением ставок по кредитам и займам, а также с уменьшением долговой нагрузки компании (таблица 2).

Роснефть опубликовала финансовую отчетность по международным стандартам финансовой отчетности (МСФО) за первый квартал текущего года. Прибыль компании от акционеров выросла на 45,5% по сравнению с предыдущим кварталом и достигла 323 млрд руб., при этом EBITDA выросла на 25% по сравнению с четвертым кварталом и составила 672 млрд руб., сообщила пресс-служба компании.

Прибыль превысила прогнозы в 236 млрд рублей, сообщили в «БКС Мир Инвестиций». «Отчет можно считать положительным сюрпризом», – заявили аналитики брокерской компании. Выручка компании достигла 1,82 млрд руб., что на 1,1% меньше показателя четвертого квартала прошлого года. Операционная прибыль выросла на 35,9%, до 488 млрд руб. Маржа EBITDA выросла до рекордного уровня в 36,7%. Долг к EBITDA на конец третьего квартала составил 1,3%, что соответствует показателю конца прошлого года.

Акции отреагировали на публикацию отчета умеренным ростом. По состоянию на ноябрь 2023 г. котировки Роснефти

на Мосбирже выросли на 2,65%, до 446 руб. (рисунок 5).

«Несмотря на ухудшение внешней конъюнктуры, в первом полугодии текущего года Роснефть продемонстрировала рост добычи как жидких, так и газовых углеводородов. Главной движущей силой такого роста стал проект «Сахалин-1», суточная добыча которого выросла в 1,8 раза по сравнению с предыдущим кварталом. Хочу отметить, что вынужденный простой после того, как американская компания ExxonMobil покинула пост управления этим проектом, негативно сказался на технических аспектах разработки месторождения», – заявил глава Роснефти Игорь Сечин.

В 2023 году финансовые расходы Роснефти снизились еще на 8,3%, до 283 млрд рублей по сравнению с 2022 годом, что связано с дальнейшим снижением ставок по кредитам и займам, а также с уменьшением долговой нагрузки компании (таблица 2).

«Долгосрочно Роснефть является нашим фаворитом в секторе на фоне успешной переориентации на Азию и реализации флагманского проекта «Восток Ойл», – отметили утром еще до выхода отчета в ПСБ. Аналитики банка присвоили

бумагам рейтинг «покупать» с целевой ценой 507 руб. Потенциал роста с текущих уровней – чуть более 14%.

В целом финансовые расходы Роснефти за последние годы были значительными, однако компания работает над уменьшением своей долговой нагрузки и оптимизацией финансовой политики, чтобы снизить уровень финансовых расходов и повысить свою финансовую устойчивость.

Исходя из анализа финансовых аспектов и особенностей развития Роснефти, можно сделать следующие выводы:

- Роснефть является одной из крупнейших нефтегазовых компаний в мире и является лидером в России [10];
- Роснефть имеет стабильный рост выручки и EBITDA за последние годы, несмотря на ряд факторов, таких как волатильность цен на нефть и изменения в законодательстве, что свидетельствует о ее успешности в осуществлении стратегии развития и управлении своими бизнес-проектами [2];
- Компания сталкивается с высокой долговой нагрузкой, что может повлиять на ее финансовую устойчивость в условиях мировой экономической нестабильности, но она работает над снижением своей долговой нагрузки и оптимизацией финансовой политики, что может способствовать улучшению ее финансовых показателей и повышению конкурентоспособности [1];
- Роснефть активно инвестирует в различные проекты, в том числе в освоение новых месторождений и развитие нефте- и газоперерабатывающей промышленности.

Таким образом, Роснефть – это компания с высокими потенциалами и вызовами, которая продолжает развиваться и стремится сохранять свои лидерские позиции на мировом рынке нефти и газа. Но, как и у любой крупной компании, у Роснефти имеется ряд стратегических проблем, информацию по которым необходимо постоянно отслеживать, чтобы иметь возможность своевременно и адекватно отреагировать, не дать проблеме перерасти в угрозу для развития и

существования компании. К таким стратегическим проблемам относятся [12]:

- Высокая зависимость от мировых цен на нефть и газ. Колебания цен могут существенно влиять на доходы компании.
- Ограниченность собственных ресурсов. Роснефть активно занимается разведкой и добычей нефти и газа, однако собственные ресурсы компании ограничены.
- Высокие капитальные затраты. Роснефть инвестирует значительные средства в разработку новых месторождений и модернизацию существующих.
- Проблемы, связанные с обострением конкуренции.
- Экологические и социальные риски. Добыча нефти и газа может сопровождаться различными экологическими и социальными проблемами, такими как разливы нефти, выбросы парниковых газов, проблемы с коренными народами.

Для решения данных проблем поможет ряд рекомендаций:

- Адаптация к изменениям на мировом рынке. Роснефти необходимо разработать стратегию, которая позволит компании адаптироваться к изменениям мировых цен на энергоносители. Это может включать в себя диверсификацию источников дохода, заключение долгосрочных контрактов на поставку энергоносителей.
- Увеличение собственных ресурсов. Компания может рассмотреть возможность сотрудничества с другими компаниями для совместного освоения ресурсов, а также для разработки новых технологий и методов добычи.
- Реконструкция нефтеперерабатывающих заводов; загрузка НПЗ с учетом прогноза ситуации, складывающейся на рынках; оперативное перераспределение региональных товарных потоков на внутреннем рынке и оперативное перераспределение объемов между внутренним рынком и экспортом; развитие сети собственных АЗС

и комплексов, отвечающих последним европейским требованиям.

- Оптимизация капитальных затрат. Роснефти следует проводить более тщательный анализ проектов перед их реализацией, чтобы минимизировать возможные риски и повысить эффективность инвестиций. ●

Литература

1. Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф. Технико-экономический анализ нефтегазовых проектов: эффективность и риски. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 281 с.
2. Мастепанов А.М. Энергетическая безопасность в период геополитической и экономической неопределенности // Бурение и нефть. – 2022. – № 1. – С. 6–9.
3. Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2023 год – Официальный сайт ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2023.pdf (дата обращения: 20.01.2024).
4. Финансовая (бухгалтерская) отчетность за 2023 год – Официальный сайт ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_cons_report/rosneft_ifrs_12m2023.pdf (дата обращения: 20.01.2024).
5. Отчет о платежах государствам за 2023 г – Официальный сайт ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/Rosneft_GP_2023_RUS.pdf (дата обращения 20.01.2024).
6. Телегина Е.А., Студенкина Л.А., Бессель В.В. Энергетический мир: пандемия и кризис миропорядка. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2022. – 218 с.
7. Щербанин Ю.А. Нефтегазовая отрасль: место и роль логистики при освоении новых территорий. Часть 1. Основы логистики. – М.: Русайнс, 2020. – 107 с.
8. Идигова Л.М., Чаплаев Х.Г., Амадаев А.А. Ключевые принципы построения модели компетенций для оценки персонала нефтегазовой компании. – М.: Центральное издательство учебно-методической и научной литературы, 2017. – 116 с.
9. Лоза Е.Е. Анализ развития компании ПАО «Роснефть» на современном этапе // Молодой ученый. – 2019. – № 52 (290). – С. 376–379.
10. Розанова Н.М. Современная экономика: микроэкономический аспект. – М.: КноРус, 2022. – 505 с.
11. Короленок А.М., Зоря Е.И., Лощенкова О.В. Система обеспечения и контроля качества нефтепродуктов при приеме, хранении и отпуске в организациях нефтепродуктообеспечения. – М.: ООО «МАКС Пресс», 2019. – 244 с.
12. Безродный А.А., Юнушев Р.Р., Короленок А.М. Системный причинно-следственный подход к построению структур и управлению в сетях автозаправочных станций // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9, № 2. – С. 218–226.

KEYWORDS: "PJSC NK Rosneft, analysis, profit, barrel in oil equivalent (BOE), dividend, margin, investments, volatility, price index, profitability.

ТАБЛИЦА 2. Финансовые расходы [5]

ПОКАЗАТЕЛЬ	4 КВ. 2022	3 КВ. 2022	%	12 МЕС. 2023	12 МЕС. 2023	%
1. Начисленные проценты	79	74	6,8%	283	264	7,2%
2. Уплата и зачет процентов	74	67	10,4%	265	259	2,3%
3. Изменение процентов к уплате (1–2)	5	7	-28,60%	18	5	>100%
4. Капитализированные проценты	40	37	8,1%	142	131	8,4%
5. Чистый убыток от операций с производными	–	–	–	–	11	-100%
6. Увеличение резервов в результате течения времени	7	6	16,7%	25	24	4,2%
7. Проценты за пользование денежными средствами в рамках договоров предоплаты	10	11	-9,10%	45	42	7,1%
8. Изменение справедливой стоимости финансовых активов	5	1	>100%	12	–	–
9. Увеличение резервов под ожидаемые кредитные убытки по долговым финансовым активам	1	1	–	3	8	-62,50%
10. Прочие финансовые расходы	1	–	–	3	2	50,00%
Итого финансовые расходы (1–4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10)	63	56	12,5%	229	220	4,1%

Westin Maldives Miriandhoo Resort:

великолепие Мальдив



На живописном атолле Баа в самом сердце Индийского океана отель Westin Maldives Miriandhoo Resort дарит своим гостям незабываемый отдых.



Жителей мегаполиса здесь ждет собственный уголок природного рая, где легкий шелест морских волн сменяет шум многолюдного города.

Гидросамолет уносит путешественника за сто километров от аэропорта. Полет длится тридцать минут и дарит уникальную возможность насладиться видом океана и островов атолла, еще до прилета в отель создавая особенное настроение отдыха и гармонии с природой.



На острове гостей ждут собственные виллы. В Westin Maldives Miriandhoo Resort каждая из 69 вилл – это удивительное сочетание колоритного дизайна, удобства и шика. Бассейны, встроенные в просторные интерьеры, позволяют принимать водные процедуры, не выходя за территорию виллы, и в то же время наслаждаться красотой окружающей природы.

А для тех, кто желает максимально слиться с атмосферой острова, прекрасно подойдут пляжные виллы, с порога которых можно сразу ступить на песчаный берег. Это выбор гостей, жаждущих не только уединения, но и ощущения свободы.

Почувствовать все грани шикарного отдыха помогут изысканные блюда местных ресторанов.

Прямо рядом с бассейном расположен Island Kitchen, предлагающий гостям блюда международной кухни. The Pearl – водный японский ресторан с впечатляющими видами, который порадует гурманов свежими морепродуктами. Ценители азиатской и фьюжн-кухни по достоинству оценят меню ресторана Hawker. И, конечно, гостям предложат легкие закуски и освежающие напитки в Sunset Bar.



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

Прекрасным дополнением к гармоничному отдыху станут спа-процедуры, а также занятия медитацией и йогой. Опытные мастера восточных техник помогут расслабиться душой и телом.



Главное достояние острова – уникальная флора и фауна, входящая в биосферный заповедник, охраняемый ЮНЕСКО. Гостям отеля предоставляется исключительная возможность любоваться фантастически прекрасным подводным миром, окружающим остров и увезти с собой массу незабываемых впечатлений.



РЕКЛАМА



Бутик-отель «Родники» расположен в одном из живописнейших мест Подмосковья. Объятый густым сосновым лесом, где слышно пение птиц, а воздух наполнен хвойным ароматом, он воплощает мечту об идеальном отдыхе на природе. От Москвы «Родники» отделяет всего 80 километров, а безупречный пятизвездочный сервис дает возможность полностью расслабиться, без оглядки на городские дела и заботы

Главная особенность отеля, помимо близости к Москве и аромата сосен, – это номера в ассиметричных дизайнерских виллах с панорамными окнами, благодаря которым вид на природу открывается прямо из вашей спальни. Каждая из шести двухэтажных вилл поделена на два номера: одноэтажный люкс площадью 155 кв. метров с одной спальней и двухэтажный съют площадью 170 кв. метров с двумя спальнями. При желании их можно объединить и комфортно разместиться большой семьей или компанией.



Современные минималистичные интерьеры номеров с итальянской мебелью, обилием дерева и камня словно являются продолжением окружающего ландшафта. Гармоничное сочетание фактур, форм, узоров и цветов подчеркивает идею единения с природой. Уютные спальни с балконами, гостиные с живым камином и кухонной зоной, просторные гардеробные и ванные комнаты, а также индивидуальные для каждого номера террасы с видом на сад – все пространство номеров пронизано «заботливыми» деталями, начиная от теплых полов и заканчивая косметикой премиальных брендов.

На территории также есть уютный ресторан с высокими потолками и завораживающим видом на лес и фонтан. Здесь сервируют разнообразные завтраки со свежей выпечкой и продуктами от фермеров. На обед и ужин готовят любимые гостями блюда русской и международной кухни: пирожки и карпаччо, уху и ризотто, утиную грудку и каре барашка. Высокий уровень гастрономии поддерживает скрупулезно составленная винная карта, в которой можно найти даже 25-летнее Chateau Margaux и тосканскую Sassicaia.



Романтику загородного отдыха в «Родниках» продолжает банный комплекс с финской сауной и японской баней фурако, а также спа-центр, где гостям предлагают широкий выбор уходовых и расслабляющих процедур, включая парение в кедровой фитобочке, пилинг, обертывание и стоунтерапию с массажем горячими и холодными камнями.

Впрочем, инфраструктура отеля позволяет не только приезжать сюда на отдых, но и проводить в «Родниках» корпоративные мероприятия. В номерах могут комфортно разместиться до 36 человек. При этом все гости получают индивидуальную скидку 10% на проживание в отеле в течение следующего года. Также участникам деловых мероприятий предоставляется вместительная парковка и полностью оснащенная зона конференции с проектором.



Для компаний и гостей, предпочитающих активно проводить время, в «Родниках» есть тренажерный зал, инвентарь для скандинавской ходьбы, спортивные площадки для игр в футбол, баскетбол, волейбол, бадминтон, пинг-понг, хоккей, ледовый каток, а также все условия для занятий йогой и пилатесом, включая идеально подстриженные зеленые лужайки и тишину, прерываемую лишь пением лесных птиц.



Удачное расположение Бутик-отеля «Родники» обусловлено не только чарующей природой, но и непосредственной близостью к городам «Золотого кольца»: Сергиеву Посаду, Переславлю Залесскому, Ростову, Владимиру, Суздалию и Ярославлю. По любому из этих старинных городов по запросу отель организует экскурсию с трансфером и гидом. Гостям остается лишь наслаждаться увлекательным путешествием в сочетании с безмятежно счастливым отдыхом в Бутик-отеле «Родники», прекрасном в любое время года.



Мобильная установка от ученых УрФУ

Ученые Уральского федерального университета разработали мобильный комплекс энергоэффективного индукционного оборудования подогрева штамповой оснастки к гидравлическим прессам усилием 50МН. Новая технология позволила значительно повысить производительность и энергоэффективность прессового оборудования, а также улучшить качество штампованных изделий из алюминия и его сплавов. Раньше штамп подогревали в течение 7–8 часов, новая установка сокращает этот процесс до 2 часов и позволяет выставлять температуру подогрева в нужном диапазоне. Установка – мобильная, ее можно оперативно перемещать по площадке цеха и использовать на разных прессах. В процессе работы инструмент быстро остывает, и его необходимо снова нагревать. Разработка ученых УрФУ позволяет работать без перерывов в течение нескольких смен подряд. Пусконаладочные работы показали, что технология увеличивает производительность оборудования как минимум на 50 % и повышает качество продукции за счет ведения процесса в узком диапазоне температур. Пресс с такой установкой в состоянии работать продолжительное время. Установка имеет полностью независимое водо-воздушное охлаждение.

Водород из отходов

Ученые НИУ «МЭИ» разработали новый способ производства водорода при утилизации газовых отходов. Схема технологии основана на добавлении природного газа в поток конвертерных газов (побочного продукта сталелитейной промышленности), что позволяет резко снизить их температуру за счет протекания углекислотной переработки газа и получить водородсодержащий газ. Такой метод основан на принципе безотходности при проведении процесса энергохимического накопления энергии. Разработка способна решить две задачи одновременно – сократить углеродный след тяжелой промышленности и предложить новую доступную технологию производства водорода. Проведенные расчеты показали, что на металлургическом предприятии с объемом производства 10 млн тонн конвертерной стали в год возможно получение 92 тыс. тонн водорода при сокращении выделения парниковых газов на 947 тыс. тонн, при этом себестоимость получаемого водорода составляет не более 7 рублей за м³ водорода. Выполнено численное моделирование основного объекта исследования разработанного способа – реактора энергохимического накопления энергии. Уникальным решением является использование отходов металлургического производства в качестве временного катализатора с последующим возвратом его в технологический процесс.

Микрогели для нефтедобычи

Для снижения обводненности используют метод закачки суспензии с полимерными гранулами. Но этот способ приводит к блокировке не только обводненных частей пласта, но и нефтеносных, разблокировать которые в последствие очень трудно. Альтернативная технология – применение частиц предварительно сшитых полимерных гелей. В пласт закачивается суспензия с полимерными частицами, которые при контакте с водой набухают и становятся эластичными. Если пласт имеет большую проницаемость, то для приготовления суспензии используют макрогели – частицы с диаметром более 200 мкм, а если низкую – то микрогели. Благодаря вязкоупругим свойствам частицы проникают в высокопроницаемые слои и блокируют их. Микрогели – это частицы размером от 0,1 до 100 мкм, они обладают уникальной реакцией на изменение температуры, кислотности среды и ионной силы раствора, в котором находятся. Один из наиболее распространенных способов синтеза микрогелей – эмульсионная полимеризация. На это влияет концентрация важнейших составляющих эмульсии – эмульгатора и дисперсионной среды. Изучив их влияние и определив оптимальные концентрации, ученые Пермского Политеха подобрали эффективные условия для получения микрогелей нужного размера. Эксперименты показали, что размер частиц и структура суспензии сильно зависят от таких факторов, как природа дисперсионной среды, концентрации эмульгатора и его состава. Эти параметры можно использовать для управления характеристиками получаемых микрогелей, чтобы адаптировать их под те или иные задачи.

Керамические композиты для атомной энергетики

Ученые Инженерной школы ядерных технологий ТПУ разработали новый способ синтеза высокопрочных композитов для авиакосмической отрасли и атомной энергетики. Керамические материалы обладают высокой прочностью, жаростойкостью, выдерживают резкие перепады температур и могут «работать» в агрессивных средах, но недостатком керамики является хрупкость. Ученые ТПУ синтезировали композиты на основе МАХ-фаз из смесей порошков с применением оригинального комбинированного метода синтеза. МАХ-фазы – это новый класс термодинамически стабильных слоистых материалов, которые сочетают преимуществами керамики и металлов. Ученые работают с композитами на основе карбосилицида титана (Ti₃SiC₂). Такие материалы обладают высокими прочностными свойствами при малой плотности, высокой тепло- и электропроводностью, стойкостью к коррозии и к термическим ударам. Для получения композита использовали комбинированный метод синтеза. Исходные компоненты – порошки титана, кремния и углерода подвергли предварительной термообработке в вакуумной печи, на втором этапе применили технологию искрового плазменного спекания, которая характеризуется высокой скоростью консолидации порошков тугоплавких соединений. Благодаря быстрому спеканию удалось увеличить содержание МАХ-фазы на 10 – 15 %. Двухэтапная термообработка способствует росту кристаллов МАХ-фазы почти в два раза. Синтезированные композиты могут выступать как самостоятельными материалами, так и в качестве добавки для получения новых керамоматричных композитов, способных конкурировать с аналогами за счет доступности исходного сырья и ожидаемо высоких физико-механических характеристик.

Наночастицы для солнечных панелей

Специалисты питерского университета ЛЭТИ, а также ФТИ им. Иоффе и НМИЦ им. Алмазова, успешно провели синтез особых наночастиц и внедрили их в солнечные панели, благодаря чему долговечность работы панелей значительно возросла. Производство ячеек солнечных батарей в основном выполняется из кремния, но такой подход достаточно дорог, а сами панели имеют небольшую способность преобразования солнечного света в энергию. Альтернативой кремниевой технологии выступает производство батарей на основе перовскита, которые лучше по многим показателям, но быстрее деградируют при воздействии кислорода. Углеродные наночастицы, внедренные в солнечные батареи, основанные на перовските (титанате кальция), обеспечивают решение ряда проблем, возникающих в процессе промышленной эксплуатации панелей такого типа. Специалистами уже полностью изучены и подтверждены высокие показатели ячеек из перовскита с углеродными наночастицами в плане их износостойкости и устойчивости. Сейчас они занимаются разработкой методики нанесения пленок из таких перовскитовых покрытий, что обеспечит возможность масштабирования технологии.

Биотопливо из винограда

Сотрудники кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов Института геологии и нефтегазовых технологий разработали новый метод производства топлива второго поколения – биоэтанола. Основным недостатком технологий получения биоэтанола с использованием живых микроорганизмов является необходимость обязательной предобработки лигноцеллюлозного сырья для удаления лигнина. КЭБ целлюлозного биоэтанола, биотопливо второго поколения БТII, составляет от 5 до 6 ед. и по сравнению с бензином на 85 % снижает количество парниковых газов. Полученные учеными КФУ образцы биоэтанола – БТII имеют более высокое октановое число (99 по моторному и 105 по исследовательскому методу), меньшую температуру сгорания и более чистый выхлоп, так как в нем не содержатся сернистые соединения, биоэтанол – БТII сгорает без образования золы, поэтому применение спиртосодержащих смесевых бензинов не вызывает образование отложений на свечах двигателя, и его перегрев не происходит. Впервые проведен комплексный анализ процесса получения биоэтанола БТII на основе виноградного жмыха. Применение биостимуляторов ферментативного гидролиза позволило авторам проекта получить эффективный состав питательной среды. В качестве основного сырья для производства биоэтанола – БТII топливного назначения используется лигноцеллюлоза, так как она является наиболее доступным и дешевым сырьем.



Стенд компании Руст 95 на выставке Нефтегаз-2024



Участник выставки Нефтегаз-2024

Участники выставки Нефтегаз-2024

Участники выставки Нефтегаз-2024

Участники выставки Нефтегаз-2024

Участники выставки Нефтегаз-2024

Экспонаты выставки Нефтегаз-2024

Стенд компании Промтехкомплект на выставке Нефтегаз-2024

Стенд Hebei Xinyue на выставке Нефтегаз-2024

Участники выставки Нефтегаз-2024

Стенд компании Вектор на выставке Нефтегаз-2024

Участник выставки Нефтегаз-2024

Стенд компании Technology Group на выставке Нефтегаз-2024

Участники выставки Нефтегаз-2024

Стенд компании Сипорес на выставке Нефтегаз-2024

Участники выставки Нефтегаз-2024

Участники выставки Нефтегаз-2024

Стенд компании ООО ПКФ Торус на выставке Нефтегаз-2024

Участники выставки Нефтегаз-2024

Участники выставки Нефтегаз-2024

Устройства защиты систем автоматизации с гарантией 5 лет

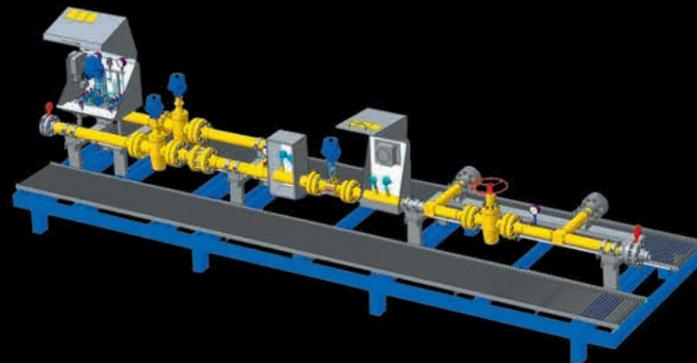
Стенд компании Химпром на выставке Нефтегаз-2024

БЛОК АРМАТУРНЫЙ ЗАМЕРА И РЕГУЛИРОВАНИЯ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование
для транспортировки
нефти и газа

1.6 Общее и сопутствующее
оборудование для нефтегазового
комплекса



Арматурные блоки предназначены для обвязки одной или нескольких газовых скважин и выполняют ряд функций:

- транспортирование добываемого газа от скважины к газосборному коллектору;
- переключение потока газа в реверсный режим для закачки газа в скважины;
- дистанционное или ручное регулирование давления газа по скважине на выходе в газосборный коллектор;
- переключение потока газа от скважины на факел или в исследовательский сепаратор;
- подача и регулирование ввода ингибитора в поток газа;
- аварийное перекрытие потока газа от скважины при повышении или понижении давления в трубопроводе за допустимые пределы;
- дистанционное или местное перекрытие потока газа.

ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
Расход, м ³ /ч	2...10 000
Номинальное давление, МПа (кгс/см ²)	До 16 (160)
Питающее напряжение, В	24/220/380
Габаритные размеры	В зависимости от комплектации и количества рабочих линий
Масса блока	В зависимости от комплектации и количества рабочих линий
Срок службы, лет	20
Температура транспортируемой среды, °С	-60... +50

Арматурные блоки могут изготавливаться в климатических исполнениях. Все оборудование, устанавливаемое в блоке, взрывозащищенного исполнения.

Для обеспечения работоспособности приборов КИПиА в условиях низких температур применяются утепляющие термочехлы с электрообогревом. ●

УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование
для транспортировки
нефти и газа

1.6 Общее и сопутствующее
оборудование для нефтегазового
комплекса



Установка подготовки газа и конденсата (УПГиК) предназначена для нужд комплексов по добыче, подготовке, сжижению газа и конденсата

Подготовка газа осуществляется методом низкотемпературной сепарации. Для предотвращения гидратообразования предусмотрен блок-бокс подачи метанола.

Стабилизация газового конденсата осуществляется методом ступенчатой дегазации. УПГиК укомплектована на выходе готовой продукцией блоком контроля качества по стабильному конденсату.

Газ подготавливается до требований потребителей газотурбинных силовых энергоустановок, газовый конденсат, выделенный из сырьевого газа, подготавливается до требований СТО 73157577-01-2006.

ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
Срок службы установки	не менее 25 лет
Производительность по сырью газу	2,05 млн нм ³ /сут
Расчетное давление на входе	22, 5 МПа
Диапазон производительности установки	от 10 до 120 % от номинальной
Номинальная производительность по стабильному конденсату	30 тыс. тонн/год

Электроснабжение установки осуществляется по I категории надежности по двум независимым линиям. В состав установки входят блок-боксы КТП с РУ и аппаратной с системой САУ.

Конструкция блоков (модулей) УПГиК не способствует образованию скоплений снега и льда, а также не допускает попадания атмосферных осадков внутрь блоков. ●

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП VGD II-M: VGD-II-80M33 – VGD-II-600M33

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП INF-1100 / INF-1500

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ	ОСОБЕННОСТИ
ИБП VGD II-M подойдут для коммерческих ЦОД, централизованного питания ЛВС предприятия, а также для защиты другого вычислительного и телекоммуникационного оборудования, требующего высокого качества трехфазного электроснабжения. Отлично справятся с защитой банковских компьютерных систем, медицинского и фармакологического оборудования, а также с обеспечением электроснабжения в торговых центрах	<ul style="list-style-type: none"> • Защита от перегрузки и короткого замыкания – входной тепловой автомат и автоматическое выключение для защиты электронных схем • Повышенное / пониженное напряжение электросети – стабилизация с двойным преобразованием • Пропадание напряжения электросети – работа от внутренних аккумуляторных батарей • Искажение формы синусоидального входного напряжения – нагрузка всегда питается от работающего инвертора • Отклонение частоты – стабилизация с двойным преобразованием • Переходные процессы в электросети 	<ul style="list-style-type: none"> • Единичный коэффициент мощности (кВА = кВт) • Надежный инвертор на IGBT-транзисторах или их сборках (six-pack), использующий трехуровневую топологию построения • Модульная архитектура ИБП • Высокий КПД – до 96 % • Полное управление ИБП с использованием DSP-процессора • Широкий диапазон выходных напряжений от 304 до 478 В без перехода на питание от внутренних батарей • Вертикальное и горизонтальное расширение с шагом от 25 кВА • HOT SWAP для всех узлов ИБП • Резервирование по схеме N+1 на уровне модулей • Интуитивно понятный русскоязычный пользовательский интерфейс • Цветной сенсорный ЖК-дисплей • Простота установки и обслуживания

СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	ОСОБЕННОСТИ
Модели INF-1100 / INF-1500 предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)	<ul style="list-style-type: none"> • Линейно-интерактивная технология с выходным напряжением в виде чистой синусоиды • Микропроцессорное управление • LCD панель с богатым набором индикаторов работы • Синусоидальная форма выходного сигнала во всех режимах работы • Автоматический регулятор напряжения AVR (Auto Voltage Regulation) • Обеспечение большого времени автономии за счет подключения внешних 12В батарей • Улучшенное управление батареями для продления их срока службы • Защита от короткого замыкания и перегрузки на выходе • Автоматическая зарядка аккумуляторов в выключенном состоянии • Коммуникационный порт USB

Старшие модели INFINITY выполнены в мощностях 1100ВА и 1500ВА и работают с напряжением шины 24 В, что означает необходимость подключения минимум двух последовательно соединенных внешних батарей номинальным напряжением 12 В каждая или комплекта из нескольких параллельных

линеек, включающих по две последовательно соединенные батареи в каждой. Рекомендуемая емкость подключаемых батарей 100-200Ач. Максимальный ток заряда старших INF тоже выше и составляет 15А, что способствует быстрой зарядке достаточно больших аккумуляторных батарей.

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●



А. Лихачев

Индийская АЭС «Куданкулам» перейдет на инновационное топливо летом 2024 года



Д. Трамп

В случае победы на выборах будет создано больше возможностей для бурения нефтяных скважин



Э. Блинкен

Россию не внесут в американский список стран-спонсоров терроризма, поскольку терроризм не равняется агрессии



А. Байрактар

Наличие мощной газотранспортной инфраструктуры позволит Турции экспортировать большие объемы газа в Европу



Х. Буамим

Западные санкции против РФ не приводят к желаемым результатам, а лишь создают сложности в международной торговле



Р. Гросси

Для возобновления работы Запорожской АЭС необходимо установить условия, исключающие возможность наступления ядерного ЧП из-за внешнего воздействия снаружи



Г. Науседа

Целесообразно объединить зоны торговли электроэнергией в странах Балтии



П. Сийярто

Четырнадцатый пакет санкций противоречит экономическим интересам Венгрии



Д. Азеведо

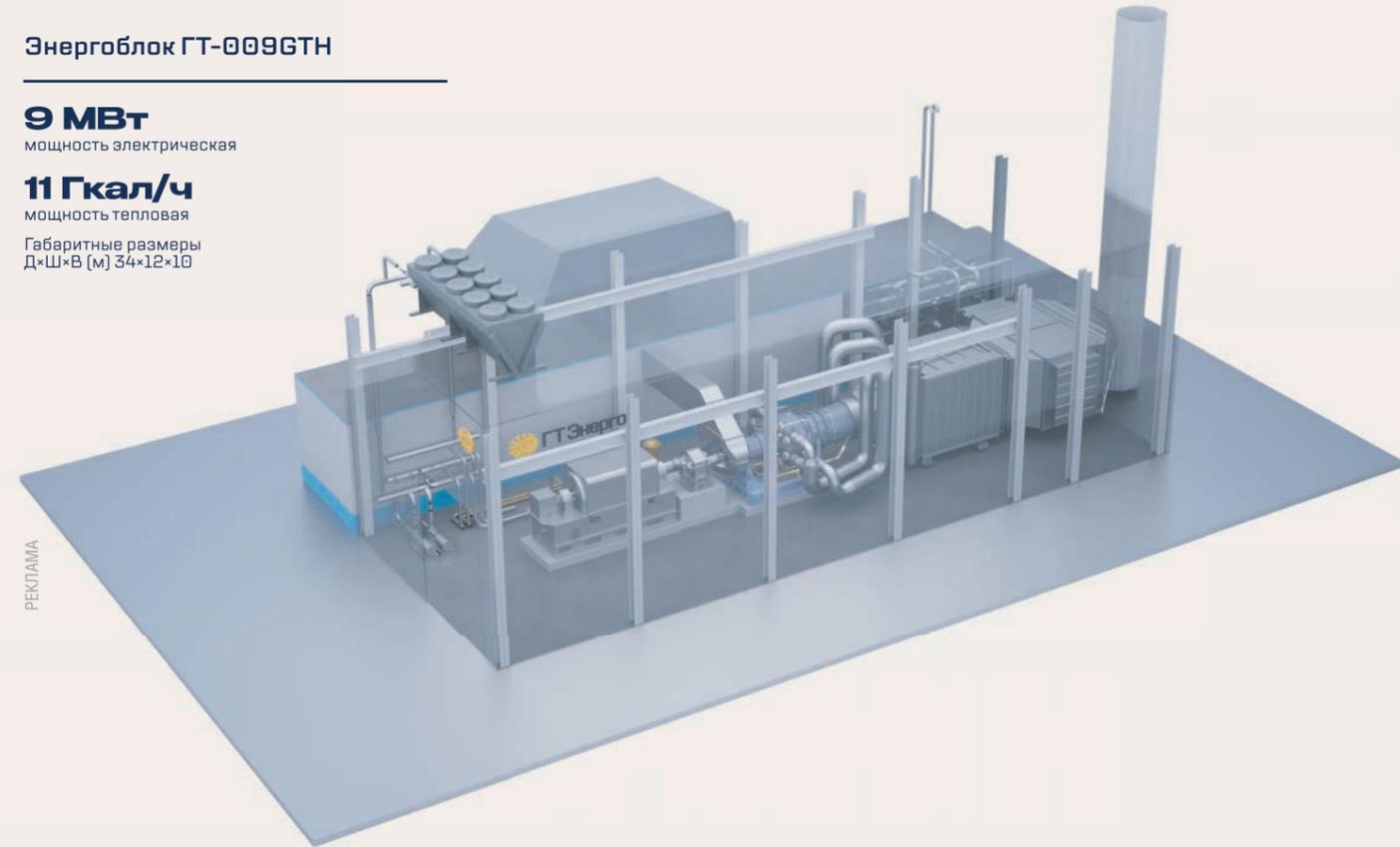
Участие Анголы в ОПЕК не отвечает интересам страны

КОМПЛЕКСНАЯ УСЛУГА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ - НОВЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СТАНДАРТ



Энергоблок ГТ-009GTH

9 МВт
мощность электрическая
11 Гкал/ч
мощность тепловая
Габаритные размеры
Д×Ш×В (м) 34×12×10



РЕКЛАМА

«ГТ Энерго» – генерирующая компания, отечественный разработчик технологических решений для энергетического сектора РФ.

В рамках комплексной услуги осуществляет полный объем работ по строительству, эксплуатации, сервису и управлению современными газотурбинными станциями нового поколения ГТ-009GTH на базе специализированных энергетических турбин собственной разработки с обеспечением надежного и эффективного энергоснабжения потребителей партнера.



ПРЕИМУЩЕСТВА

1. Полностью отечественное решение для энергетического сектора РФ (локализация 100%)
2. Локальная ремонтнопригодность и высокий эксплуатационный ресурс (200 тыс. часов)
3. Высокая надёжность и эффективность (наработка с 2003 года более 1,9 млн часов)
4. Большой опыт успешной эксплуатации на территории РФ (44 энергоблока в работе)
5. Пригодность для эксплуатации в любых климатических условиях в автономном режиме
6. Полная автоматизация технологического процесса на базе собственной разработки САУ и АСУ ТП
7. Инновационные технологии – магнитные подшипники ротора ГТУ

+7 495 204 27 33
marketing@gtenergo.ru
gtenergo.ru

Москва, ул. Сергея Радонежского, д. 15-17, стр. 2





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
гидроударе серии НТСJ
(сертифицирован Saudi Aramco)

Размеры: 2"~16"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -40° C~+320° C



Пилотный предохранительный
клапан модуляционного типа
серии НТХD

Размеры: 1" 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