МОНИТОРИНГ РЕМОНТНОГО ПРОИЗВОДСТВА • РЫНОК НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ • МАШИННОЕ ОБУЧЕНИЕ

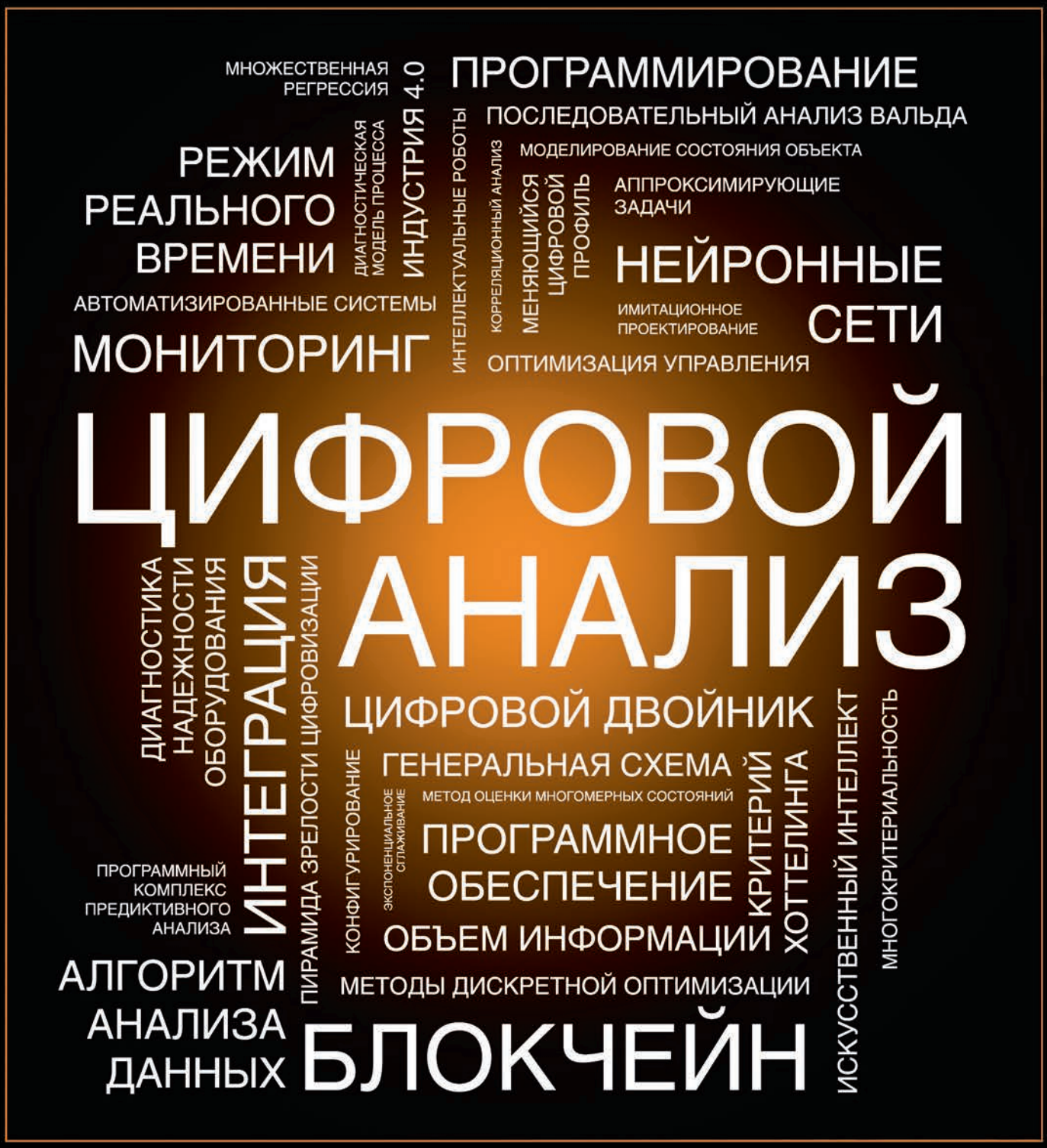
ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

5 [113] 2021



Входит в перечень ВАК

РЕКЛАМА

ТО всего организма за 1 день

Медицинскую диагностику (чекап) сравнивают с техосмотром, который при регулярном проведении помогает избежать серьезных поломок и проблем. GMS Clinic предлагает своим пациентам комплексную программу диагностики Check-up, направленную на:

- Оценку общего состояния здоровья
- Поиск нарушений в работе внутренних органов и систем
- Выявление начала заболевания при отсутствии видимых симптомов

Осмотр можно пройти за 1 день в комфортных условиях, наличие собственной лаборатории ускорит получение результатов. Вы вместе с персональным менеджером спланируете свои визиты и подберете удобное для вас время. По окончании диагностики вам дадут ответы на все интересующие вопросы о состоянии вашего здоровья и способах его сохранения.

Преимущества Check-up в GMS Clinic:

Продолжительность программы 1 день

Международные стандарты диагностики

Персональный менеджер-куратор

Стоимость чекапа всего организма значительно ниже, чем в Европе

Современное медицинское оборудование

Доступно даже для тех, кто находится в Москве проездом

Узнать подробнее

GMS
Global Medical System
clinics & hospitals

www.gmsclinic.ru

+7 495 781 5577

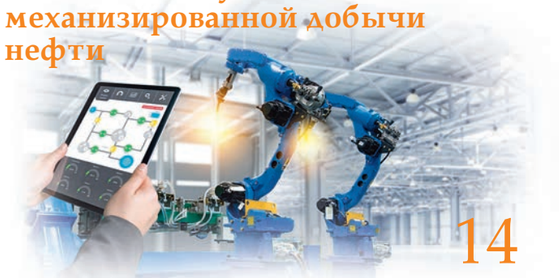
На правах рекламы

Лицензия на оказание медицинской деятельности №ЛО-77-01-013294, ООО «ДЖИ ЭМ ЭС»

О ВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ ПРОКОНСУЛЬТИРУЙТЕСЬ СО СПЕЦИАЛИСТОМ

СОДЕРЖАНИЕ

Машинное обучение для механизированной добычи нефти



14

Мониторинг ремонтного производства с использованием информационных технологий

26

Планирование и проектирование нефтегазодобывающих регионов и месторождений

38

Интеллектуальные роботы для мониторинга надежности и безопасности систем транспорта углеводородов

48

Эпохи НГК 4

РОССИЯ ***Главное***

2021 – год науки 6

Лицензирование недропользования 8

События 10

Первой строчкой 12

ДОБЫЧА

Машинное обучение для механизированной добычи нефти 14

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Безопасно – значит современно 20

Календарь событий 23

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Мониторинг ремонтного производства с использованием информационных технологий 26

Энтропийный «компас» для анализа бюджета экономической системы 30

Планирование и проектирование нефтегазодобывающих регионов и месторождений 38

Интеллектуальные роботы для мониторинга надежности и безопасности систем транспорта углеводородов 44

Цифровой анализ керна в задачах проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений 50

Цифровой анализ керна в задачах проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений

50

Ранняя диагностика и прогнозирование надежности промышленного оборудования на основе «цифрового двойника»

60

Оптимизация работы компрессорных станций

84

Нефтегаз-2021

98

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Ранняя диагностика и прогнозирование надежности промышленного оборудования на основе «цифрового двойника» 60

Управление корпоративной безопасностью в нефтегазовом секторе 68

ЗАПАСЫ

Что показала инвентаризация запасов нефти 74

ОБОРУДОВАНИЕ

Современные газокомпрессорные технологии как фактор надежной эксплуатации генерирующего оборудования 80

Оптимизация работы компрессорных станций 84

РЫНОК

Рынок нефтегазового оборудования 88

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Итоги 18-й Международной практической конференции «Механизированная добыча нефти – 2021» 94

Нефтегаз-2021 98

Новости науки 100

Россия в заголовках 102

Хронограф 103

Нефтегаз Life 104

Классификатор 106

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

889 лет назад

В 1132 году в Сычуане (Китай) нефть добывали из скважины, пробитой с помощью бамбуковых шестов.

286 лет назад

В 1735 году во Франции близ г. Пешельброн началась добыча нефти шахтным способом.

167 лет назад

В 1854 году профессором химии Йельского университета Б. Силлимэном была создана первая в мире нефтяная компания Pennsilvania Rock Oil Co.

142 года назад

В 1879 году был проложен первый нефтепровод от района добычи нефти около г. Вильямспоинт до г. Корнвиль.

135 лет назад

В 1886 году был проложен первый газопровод из г. Нейн до г. Буффало.

111 лет назад

В 1910 году знаменитый геолог Эвверет Ли Гойер открыл «Мексиканскую золотую линию» – цепь месторождений в Мексиканском заливе.

99 лет назад

В 1922 году началась добыча нефти в Венесуэле.

94 года назад

В 1927 году в Иране было открыто крупное месторождение Киркук.

83 года назад

В 1938 году была национализирована нефтяная промышленность Мексики и образована государственная компания Petroleos Mexicanos.

74 года назад

В 1947 году в Саудовской Аравии было открыто крупнейшее в мире месторождение нефти – Гавар.

61 год назад

В 1960 году ряд стран в противовес картелю «7 сестер» образовали ОПЕК.

16 лет назад

В 2005 году в мире действовало 798,7 тыс. добывающих скважин.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Екатерина Мардасова
Артур Оганесян
Анна Егорова
pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

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

Адрес редакции:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18, корпус 1, оф. 810
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс МАП11407

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

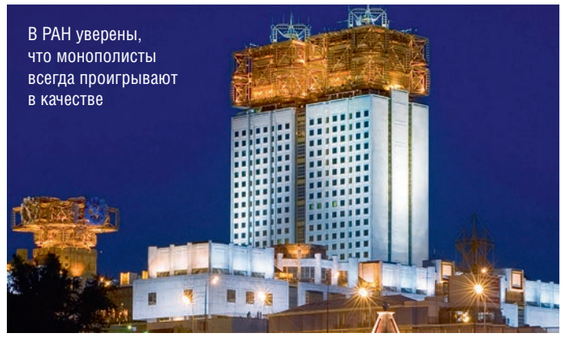
DOMÏNO

ВЫБРАТЬ КВАРТИРУ

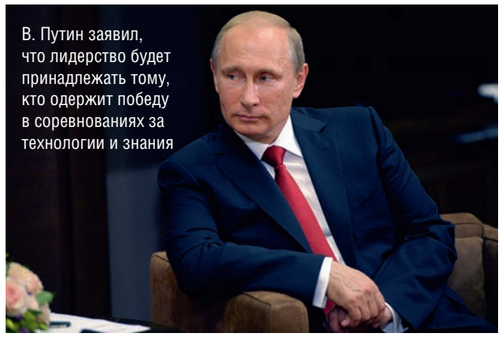
КВАРТИРЫ КЛАССА БИЗНЕС-ЛАЙТ
В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ

Группа Эталон | Черная речка 600 м | +7 (812) 380-05-25

Застройщик ООО «Специализированный застройщик «Эталон-ЖК «Domino». СПб, Белоостровская улица, дом 28, литера А.
Проектная декларация на сайте https://наш.дом.рф/. Эксклюзивный агент по поиску и привлечению клиентов: АО «Эталон ЛенСпецСМУ».



В РАН уверены, что монополисты всегда проигрывают в качестве



В. Путин заявил, что лидерство будет принадлежать тому, кто одержит победу в соревнованиях за технологии и знания

РОССИЯ
Главное

Госдума приняла поправки к закону о просветительской деятельности

Россия тратит на науку 1,1 % ВВП

2021 – ГОД НАУКИ

2021 ГОД ОБЪЯВЛЕН В РОССИИ ГОДОМ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ. ЧТО САМО ПО СЕБЕ ПОДРАЗУМЕВАЕТ ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ И ВСЕВОЗМОЖНЫЕ МЕРЫ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА РАЗВИТИЕ НАУЧНЫХ РАЗРАБОТОК И ИХ ВНЕДРЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО. ОДНАКО РЕАЛЬНОСТЬ ПОКА НЕ ОПРАВДАЛА ЭТИ ОЖИДАНИЯ

Анна Павлихина

Выступая с посланием к Федеральному Собранию, президент В. Путин отметил, что до 2024 года на науку из федерального бюджета планируется выделить 1,63 трлн рублей. Учитывая уровень доходов страны и ее позиционирование, могло быть чуть больше. Но дело не в самой цифре, а в том, что государство в России – единственный источник финансирования науки. Лишь 1,1 % составляет объем внебюджетных средств. Среди стран, входящих в десятку лидеров по общему финансированию науки, схожая картина лишь в Индии, остальные могут уверенно похвастаться инвестиционной активностью со стороны бизнеса. Так, в Великобритании доля компаний составляет 54,8 %, на Тайване доходит до 80 %.

России принадлежит одно из первых мест по количеству населения, занятого в сфере научной деятельности, а российский бизнес остро нуждается в разработках, за которые готов платить, так почему доля бизнеса в инвестировании науки столь незначительна?

С одной стороны, инвестиции в науку самые долгие, а крупный бизнес в России, например нефтегазовый, не привык ждать так долго, имея возможность зарабатывать на быстрой продаже сырья. С другой стороны, основное условие инвестиционной привлекательности – стабильность. Как правило, от момента изобретения до момента внедрения инновации проходит немало времени, за которое в условиях социальной нестабильности, турбулентности экономических процессов и обилия недружелюбных законодательных инициатив может многое измениться.

Пару лет назад мы уже писали о том, какой вред могут нанести тотальный контроль за деятельностью ученых и противодействие международным контактам в научной среде. Сегодня подобное происходит в неотделимой от научной – образовательной сфере.

В марте Госдума приняла поправки к закону о просветительской деятельности. Законопроект, призывающий уделить особое внимание сотрудничеству образовательных учреждений с международными организациями, ученые охарактеризовали как носящий «чисто ограничительный характер» и создающий предпосылки для «репрессивного и цензурирующего регулирования». Сложно не согласиться, что так оно и есть, особенно, учитывая, что инициатива исходила от группы депутатов, возглавляемых председателем комиссии СФ по защите госсуверенитета А. Климовым и руководителем думского комитета по безопасности В. Пискаревым, по мнению которых, отсутствие такого регулирования «создает предпосылки для бесконтрольной реализации антироссийскими силами круга пропагандистских мероприятий».

Технологические достижения России. Год науки и технологий

Несмотря на критику со стороны РАН и петицию, подписанную более 235 тыс. человек, законопроект был утвержден. В ответ на доводы ученых глава думского комитета по образованию и науке В. Никонов парировал: «Если кто-то будет выступать против, у меня вопрос: на кого вы работаете?»

В условиях, когда науку подвергают цензуре, а сотрудничество с иностранцами приравнивают к шпионажу, об инвестициях речи идти не может. Если сравнивать 2019 и 2010 годы, и без того мизерный объем иностранных инвестиций сократился с 3,5 до 2,4 %.

Второй очаг сопротивления научного сообщества ведомственным инициативам вспыхнул в сфере сращивания Российского фонда фундаментальных исследований с Российским научным фондом. В Минобрнауки заявляют, что действующие проекты продолжат получать деньги. Но, по мнению ученых, монополия приведет к коррупции. Профессор РАН А. Оганов уверен: «Мировая практика показывает, что монополисты всегда проигрывают в качестве».

Сегодня наша страна по удельному весу затрат на науку в ВВП (1,1 %) занимает 34 место. По затратам на разработки в расчете на одного исследователя – 47 место. За последние десять лет в производство внедрены разработки лишь 20 % исследовательских организаций. В п. 14 Стратегии научно-технологического развития РФ в качестве одного из наиболее значимых с точки зрения научно-технологических вызовов названо «исчерпание возможностей экономического роста России, основанного на экстенсивной эксплуатации сырьевых ресурсов, на фоне формирования цифровой экономики и появления ограниченной группы стран-лидеров, обладающих новыми производственными технологиями и ориентированных на использование возобновляемых ресурсов».

Объявленный годом науки, 2021 год пока принес только цензуру, монополию и недофинансированность. И глядя на то, как стремительно инициаторы законопроектов задвигают российскую науку за горизонт событий научно-технического прогресса, хочется спросить: на кого вы работаете? ●

Использованы данные: kremlin.ru, syzrantoday.ru

ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Елена Алифирова

Госдума приняла в третьем чтении инициированный правительством РФ закон, уточняющий правила и порядок лицензирования пользования участками недр. Закон вступит в силу 1 января 2022 г.

Согласно документу, все торги по продаже лицензий на пользование недрами будут проводиться только в электронном виде и только в форме аукциона, исключив такую форму, как конкурс. Аукционы проводятся в электронной форме. Критерием выявления победителя будет являться наибольший размер разового платежа за пользование участком недр. В случае если аукцион признан не состоявшимся в связи с наличием только одного лица, этому участнику будет оформлена лицензия на пользование недрами с установлением размера разового платежа за пользование участком недр не ниже установленного условиями аукциона, увеличенного на «шаг аукциона».

Исключается положение, согласно которому недра для добычи общераспространенных полезных ископаемых с целью производства строительных материалов могли не предоставляться при условии возможности использования отходов добычи полезных ископаемых и отходов иных производств, являющихся альтернативными источниками сырья. Закон предусматривает также предоставление недр в пользование для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в т.ч. сооружений для захоронения радиоактивных, производственных и потребительских отходов I–V классов опасности. Уточняется норма, устанавливающая основания для ограничения и запрещения пользования недрами (оно может быть ограничено или запрещено в целях обеспечения обороны страны и безопасности государства, рационального использования и охраны недр, охраны окружающей среды).

Также вводится реестр недобросовестных участников аукционов на право пользования участками недр, в который будут включать сведения об участниках, признанных победителями аукционов, но не уплативших в срок соответствующий разовый платеж за пользование участком недр.

Согласно документу, передать лицензию на пользование недрами третьим лицам, в том числе в пользование, будет невозможно.

Закрепляется перечень случаев, при которых осуществление права пользования недрами может быть приостановлено соответствующими органами. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

После инцидента с севшим на мель в Суэцком канале Ever Given началось активное обсуждение альтернативных маршрутов. Станет ли Северный морской путь полноценной альтернативой Суэцкому каналу?

Станет ли СМП альтернативой Суэцкому каналу?

32% **Да, путь по СМП короче, а экономия времени – это экономия средств**

33% **Нет, СМП можно использовать лишь несколько месяцев в году и он еще не скоро перейдет в режим круглогодичной навигации**

6% **Да, Суэцкий канал запятнал свою репутацию после инцидента с севшим на мель сухогрузом, это привлекает внимание к любым альтернативным маршрутам**

17% **Нет, вопрос использования СМП становится политическим, что затруднит беспрепятственное прохождение по нему иностранных судов**

12% **Со временем будут использоваться оба маршрута**

После обвинения в шпионаже и высылке российских дипломатов из Вашингтона, все чаще говорят о возможных новых санкциях, призванных ударить по российскому нефтегазовому комплексу. Пострадают ли российские энергетические компании от запрета на продажу им технологий для разведки и добычи?

Пострадает ли российский ТЭК, если США введут запрет на продажу технологий для геологоразведки и добычи?

38% **Да, своих технологий, способных полностью заменить иностранные, у России нет**

15% **Нет, добыча нефти не остановится в любом случае**

17% **Да, чтобы конкурировать на мировом рынке, надо обладать самыми новыми технологиями**

4% **Нет, в России есть собственные разработки**

26% **В скором времени технологии добычи нефти и газа будут не нужны, так как пора переходить на альтернативную энергетику**

5–8 ОКТЯБРЯ 2021

GF

X ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

РЕКЛАМА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
Министерство энергетики Российской Федерации
МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ПАРТНЁРЫ
uniper
OMV
Boskalis
Газпром автоматизация
Комита Группа компаний
Концерн ВКО Алмаз - Антей

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
Газпром

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
ТМК Трубная металлургическая компания

ГАЗПРОМБАНК
ГМС Группа
БАНК РОССИЯ
ОМК
Объединенный промышленный комплекс

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

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU
GAS-FORUM.RU 18+

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

Минэнерго заключило инвестсоглашения о модернизации мощностей с 14 НПЗ

Минэнерго заключило с НПЗ соглашения о предоставлении инвестиционной надбавки к возвратному акцизу на нефтяное сырье до 1 января 2031 г. для строительства новых производственных мощностей глубокой переработки. Объем инвестиций в установки вторичной переработки в рамках программ модернизации НПЗ с 2019 г. по 2026 г. составит около 800 млрд руб. Условие получения дополнительного инвестиционного коэффициента (1,3) к обратному акцизу на нефтяное сырье – инвестиции в строительство установок глубокой переработки нефти – более 50 млрд руб. к 2026 г.

Соглашения были подписаны в отношении проектов модернизации Московского, Омского, Кстовского, Афипского и Орского НПЗ, а также Новошахтинского завода нефтепродуктов Петон, ТАНЕКО, Ильского НПЗ, Газпром нефтехим Салават, Новокуйбышевского, Сызранского, Туапсинского, Комсомольского и Антипинского НПЗ.

Минпромторг планирует запустить автобусы на водороде в 2024 г.

Минпромторг рассчитывает, что эксплуатация автобусов на водородном топливе начнется в России в 2024 г. Однако их серийное производство может быть налажено только при условии спроса и наличия в стране соответствующей зарядной инфраструктуры.

Ранее В. Путин поставил задачу к 2023 г. сделать городские автобусы на водородном топливе, а в дальнейшем и локомотивы. КАМАЗ уже заявлял о планах создать такой автобус. 16 февраля 2021 г. глава Минпромторга Д. Мантуров сообщил, что ведомство намерено включить технологии по использованию водорода в приоритетные при заключении новых специнвестконтрактов. Кроме того, в 2021 г. правительством планируется создание проектного офиса и межведомственной рабочей группы для развития водородной энергетики в России.

Роснефть получила часть проекта Сахалин-4

Правительство РФ без проведения аукциона предоставило Роснефти право пользования Северо-Сахалинским участком недр федерального значения.

Участок представляет собой южную часть Западно-Шмидтовского блока проекта «Сахалин-4», который когда-то Газпром нефть планировала реализовать совместно с американской ARCO. На острове работает РН-Сахалинморнефтегаз, дочка Роснефти. Северная часть о. Сахалин также представляет интерес для Роснефти. В июле 2020 г. Роснефть сообщила о полной остановке добычи нефти на о. Сахалин. РН-Сахалинморнефтегаз добывает 1,5 млн т/год нефти, и для транспортировки добытой нефти на материк Роснефть начала прорабатывать альтернативные маршруты. В итоге РН-Сахалинморнефтегаз сможет возобновить добычу, а освоение новых участков позволит обеспечить загрузку вновь созданной инфраструктуры.

Вторая ветка ВСТО
Продажа квот
Богучанская ГЭС запущена
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили

Еще один СПГ-завод в Свердловской области

В г. Верхняя Пышма Свердловской области планируется строительство малотоннажного завода по производству СПГ. Мощность будущего производства составит 8 тыс. т СПГ в год и 20 млн м^3 в год компримированного газа. Стоимость проекта 356 млн руб. На предприятии будет проводиться подготовка и сжижение природного газа с последующим использованием в ГМТ для пассажирского и грузового транспорта. Проект включает строительство автомобильного газозаправочного топливного пункта с производством компримированного природного газа и СПГ. Реализовать проект планируется в течение двух лет.

На Курилах построят новую геотермальную электростанцию

На южнокурильском острове Итуруп построят новую геотермальную электростанцию, которая получит имя «Океанская-2». Ожидаемая стоимость проекта – около 2 млрд руб.

В проект вложатся как государственные, так и частные инвесторы. Часть денег поступит из местного и федерального бюджета.

Предварительно, мощность станции составит 5 МВт, с потенциальной пиковой мощностью в 15 МВт. Этого хватит для снабжения электричеством всего местного населения и промышленных объектов.

На острове раньше работала ГеоТЭС «Океанская» мощностью 3,5 МВт, однако в 2013 г. она сгорела и была демонтирована.

Предприятия в Арктике оштрафовали на 17,5 млн рублей

Выявлено 1786 нарушений и заведено 400 административных дел в результате проверок предприятий в Арктической зоне Роспотребнадзором.

На 95 объектов наложено более 17,5 млн руб. штрафов. По признанию представителей ведомства, у одних предприятий нет проектной документации, другие заваливают отходами бурения окрестности городов, третьи вовремя не ремонтируют оборудование.

Сегодня проверки компаний в Арктической зоне не завершаются, т.к. предстоит проверить еще примерно 95 предприятий. Основные производственные мощности, обеспечивающие жизнедеятельность Арктического региона, построены и введены в эксплуатацию в 1940–1960-е гг.

Ранее ведомство сообщило о неудовлетворительном итоге проверок ранее выданных предписаний в отношении Таймырской топливной компании и Норильсктрансгаза. Большая часть нарушений так и не была устранена.

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

128,8 млрд руб.

инвестирует в газификацию Газпром до конца 2021 г.

включая **73 млрд руб.** на строительство межпоселковых газопроводов. В итоге уровень газификации составит **72,1 %**

39 %

составляет общий прогресс проекта «Арктик СПГ-2»

1-я очередь готова на **53 %**

Свыше **497,2** млрд м³

запасов газа планирует прирастить Газпром в 2021 г.

и **8,6 млн т** жидких углеводородов

Около **100** млрд руб.

будет вложено в развитие Новошахтинского завода нефтепродуктов до 2024 г.

Более **60** млрд м³

газа поставил Газпром на экспорт в дальнее зарубежье с начала 2021 г.

Добыча газа составила **158,1 млрд м³**

41,173 млрд руб.

составит итоговая сумма дивидендов СИБУРа за 2020 г.

Более **2** трлн руб.

дополнительных доходов получила Россия благодаря соглашению ОПЕК+ за 2020 г.

73,55 млрд руб.

направит Роснефть на выплату дивидендов по итогам 2020 г.

На **13,2 %**

до 33,583 млрд кВт·ч, снизила выработку электроэнергии Русгидро в 1-м квартале 2021 г.

Более **40** бензовозов

с нефтью вывезли из Сирии американские военные

Более **520** млн руб.

направят на повышение экологичности Хабаровской ТЭЦ-3

Энергетикам предстоит уложить в тело дамбы **490 тыс. м³** суглинка

На **5,6 %**

увеличил добычу газа НОВАТЭК в 1-м квартале 2021 г., реализацию – на 3,6 %

Среднесуточная добыча углеводородов выросла на **6,4 %**, до **1,76 млн бнэ/сутки**

Более **50** судов

нужно построить для проекта Роснефти «Восток Ойл» на Таймыре

Из них **10** – танкеры Aframax, предназначенные для вывоза продукции по СМП

700 млрд м³

достиг суммарный показатель потребления газа Республикой Татарстан в апреле 2021 г.

По объему потребления природного газа Татарстан занимает **2-е** место в России. Уровень газификации республики – **99,6 %**

На **2,7** долл. США

понизилась в мае экспортная пошлина на нефть

Средняя цена нефти сорта Urals с 15 марта по 14 апреля 2021 г. составила **61,896 долл. США/барр.**

Первый уголь с Сырадасайского месторождения в объеме

200 тыс. т

планируется отгрузить в 2021 г.

Проект создания угольного кластера на п-ве Таймыр полностью завершат в **2040 г.**

Более **1** млрд долл. США

вложит Huawei в технологии для электромобилей, чтобы конкурировать с Tesla

Почти **1** млрд долл. США

заплатила Белоруссия за 2 месяца импорта нефти

Объемы импорта в стоимостном выражении выросли почти в **3 раза**

МАШИННОЕ ОБУЧЕНИЕ

ДЛЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

УДК 622.276; 004

Топольников Андрей Сергеевич
Управление цифровой трансформации производственных процессов, ООО «РН-БашНИПИнефть», к.ф.-м.н.

РАЗВИТИЕ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ СОПРОВОЖДАЕТСЯ ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ДОСТИЖЕНИЯМИ В СФЕРЕ ЦИФРОВИЗАЦИИ. МАШИННОЕ ОБУЧЕНИЕ, КАК ВАЖНЫЙ ЭЛЕМЕНТ ЦИФРОВИЗАЦИИ, СПОСОБНО УСПЕШНО РЕШАТЬ МНОГИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАДАЧИ. В РАБОТЕ ОПИСЫВАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ РЯДА ЗАДАЧ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ПРОЦЕССЕ КОНТРОЛЯ ЗА РАБОТОЙ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

THE DEVELOPMENT OF ARTIFICIAL LIFT IN RECENT YEARS IS ACCOMPANIED BY SIGNIFICANT ACHIEVEMENTS IN THE AREA OF DIGITALIZATION. THE MACHINE LEARNING, AS AN IMPORTANT ELEMENT OF DIGITALIZATION, CAN SUCCESSFULLY SOLVE MANY PRODUCTION PROBLEMS. IN THE WORK THE APPLICATION OF THE MACHINE LEARNING IS DESCRIBED USING THE EXAMPLES OF SET OF PROBLEMS ARISING DURING THE PROCESS OF MONITORING OF THE OPERATION OF PUMP EQUIPMENT FOR OIL PRODUCTION

Ключевые слова: *цифровизация, искусственный интеллект, машинное обучение, механизированная добыча нефти.*

Машинное обучение в общем случае является разновидностью искусственного интеллекта, который представляет собой способность компьютера или робота мыслить как человек, то есть понимать язык, обучаться, рассуждать, решать различные проблемы. Две основные разновидности искусственного интеллекта – экспертные системы и машинное обучение – используют различные принципы при решении задач. Экспертные системы базируются на принципе индукции (от общего к частному). В механизированной добыче нефти именно на нем построены все основные регламентирующие документы. Машинное обучение – разновидность искусственного интеллекта, когда машина или компьютер самообучается в процессе решения задачи, и, в отличие от экспертных систем, построено на дедуктивном подходе (от частного к общему).

Основными понятиями машинного обучения являются:

- экземпляр – единичный объект наблюдения или запись (например, нефтяная скважина);
- целевая функция – числовая или категориальная переменная, отнесенная к экземпляру, являющаяся объектом поиска (в механизированной добыче нефти примерами целевой функции являются наработка на отказ – числовая переменная, прогноз отказа через 180 суток (да/нет) – категориальная переменная);
- признак – числовая или категориальная переменная, отнесенная к экземпляру, используемая для предсказания целевой функции (например, дебит жидкости – числовая переменная, наличие осложнений (да/нет) – категориальная переменная);
- обучающая выборка – набор экземпляров с известной целевой функцией, используемый для построения модели машинного обучения (например, перечень скважин с технологическими режимами и известными наработками на отказ);

ФАКТЫ

70%

времени при решении задачи занимает этап сбора и анализа исходных данных

- тестовая выборка – набор экземпляров, используемый для проверки качества модели машинного обучения (перечень скважин с технологическими режимами, у которых нужно спрогнозировать наработку на отказ или сказать, произойдет ли отказ в течение 6 месяцев).

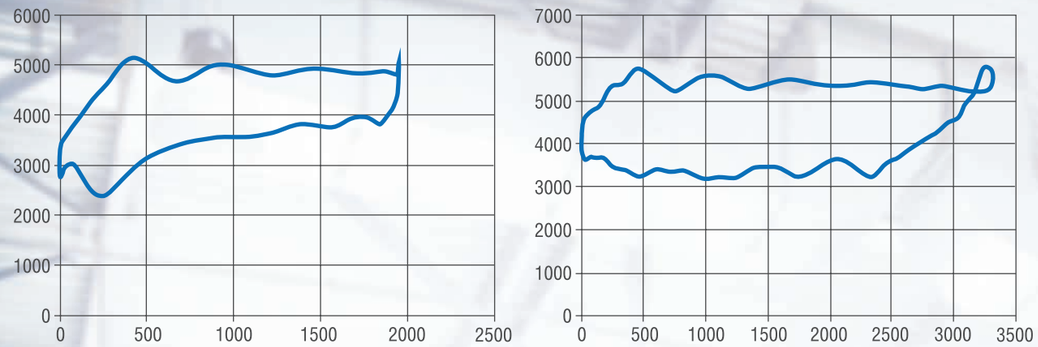
Как правило, в механизированной добыче нефти большинство производственных задач, решаемых с помощью машинного обучения, сводится к двум основным типам задач при так называемом «обучении с учителем» (известная целевая функция на обучающей выборке:

- задача классификации (целевая функция дискретная, например, тип осложняющего фактора или заключение о скором отказе оборудования (да/нет));
- задача регрессии (целевая функция непрерывная, например, наработка на отказ).

Алгоритм решения задач с помощью машинного обучения состоит из следующих шагов:

- сбор и анализ исходных данных (обычно этот этап отнимает от 70% и более времени на решение всей задачи);
- построение модели (выбор подходящей модели машинного обучения);
- оценка точности модели (на основе метрик, таких как точность, полнота, F-мера, ROC-кривая – для моделей классификации,

РИС. 1. Примеры неисправностей в работе штанговой насосной установки, описываемые динамограммами. Слева – влияние газа, справа – заедание плунжера в цилиндре



среднеквадратичная ошибка, коэффициент детерминации – для моделей регрессии);

- оптимизация параметров модели (почти все модели имеют так называемые «настроечные» параметры, позволяющие улучшить качество прогноза);
- прогноз на новых данных (применение модели на тестовой выборке).

Ниже приводятся примеры постановок и решений некоторых задач механизированной добычи нефти, в которых методы машинного обучения находят свое применение. Следует отметить, что представленные результаты расчетов не являются окончательными (что, вообще говоря, отличает машинное обучение от классических методов решения задач, основанных на математическом моделировании) и могут быть улучшены после дообучения моделей и дополнительной очистки исходных данных.

Диагностика неисправностей штанговой насосной установки по динамограмме

Для заданной динамограммы требуется определить вид неисправности на основе оценки графической «похожести» этой неисправности на один из нескольких типов эталонных отклонений

ФАКТЫ

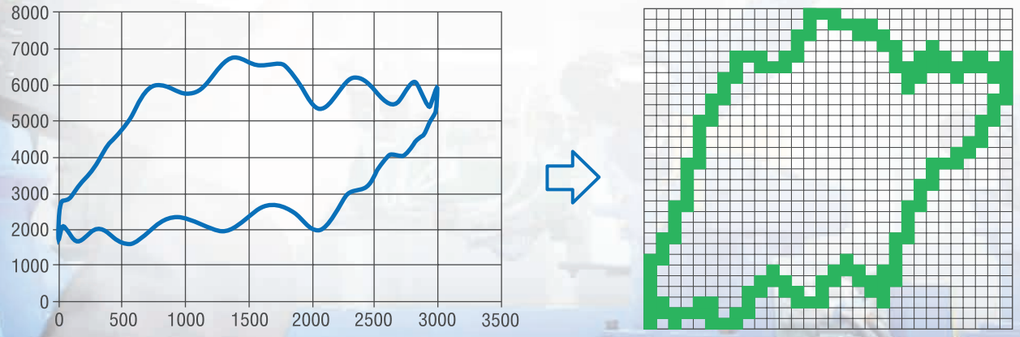
88%

на тестовой выборке составило среднее значение F-меры после обучения и настройки параметров модели на обучающей выборке

от нормальной эксплуатации (рис. 1). Решение этой задачи в промысловых условиях позволяет оптимизировать режим эксплуатации штанговой насосной установки или запланировать корректирующие мероприятия, чтобы увеличить добычу нефти и повысить наработку на отказ установки.

Задача решалась на выборке из нескольких десятков тысяч динамограмм, для каждой из которых интерпретаторами были диагностированы неисправности (одна или несколько) либо имелось заключение об отсутствии неисправностей. Для решения задачи каждая динамограмма была оцифрована и преобразована к виду квадратной матрицы размерностью 30×30 (рис. 2). Всего было выделено около 100 статистически значимых классов отклонений, каждый из которых одновременно мог содержать до 3 типов классических отклонений (влияние газа, утечки в клапанах,

РИС. 2. Пример оцифровки динамограммы



высокая или низкая посадка плунжера и др.). Вся выборка динамограмм, содержащая эти классы, была поделена на обучающую и тестовую выборки в соотношении 80:20. В качестве модели машинного обучения использовался многоклассовый классификатор, основанный на методе опорных векторов, при этом для каждого класса оптимизация параметров модели проводилась индивидуально. После обучения и настройки параметров модели на обучающей выборке среднее значение F-меры (метрика качества модели, сочетающая в себе полноту и точность) на тестовой выборке составило 88%.

Следует отметить, что при диагностике неисправностей в работе штанговой насосной установки на основе анализа промысловых динамограмм имеется важный фактор, влияющий на качество обучающей выборки скважин. Он обусловлен тем, что интерпретацией динамограмм занимаются разные специалисты и не всегда их заключения совпадают между собой, особенно если допускается наличие одновременно нескольких неисправностей. Более того, один и тот же специалист может повторно выдать иное заключение по динамограмме, которую он интерпретировал ранее.

Расчет эффективной длины хода плунжера по динамограмме

Для заданной динамограммы требуется определить эффективную длину хода плунжера на основе множественной регрессии, когда она зависит от координат точек, составляющих график динамограммы. Знание эффективной длины хода плунжера позволяет рассчитать дебит жидкости по скважине без применения групповой замерной установки (ГЗУ), что во многих случаях (неисправность ГЗУ, недостаточная дискретность замеров дебита) является актуальной производственной задачей.

В отличие от предыдущей задачи классификации динамограмм по типам неисправностей, здесь решалась задача регрессии. Для каждой динамограммы из выборки, содержащей около 30 тысяч экземпляров, была известна эффективная длина хода плунжера, определенная интерпретаторами с помощью графических вычислений. Эта выборка разбивалась на обучающую и тестовую в соотношении 80:20. В качестве модели машинного обучения использовался метод градиентного бустинга.

ФАКТЫ

6%

составила средняя относительная ошибка в определении эффективной длины хода плунжера на тестовой выборке после обучения

После обучения средняя относительная ошибка в определении эффективной длины хода плунжера на тестовой выборке составила 6%.

Прогноз вероятности отказа установки электроцентробежного насоса (УЭЦН)

На основе истории изменения параметров технологического режима работы скважины требуется предсказать вероятность отказа на заданном временном интервале. Решение этой задачи позволяет не только оперативно реагировать на негативные изменения в работе УЭЦН на конкретной скважине, но и решать более глобальные задачи, такие как минимизация простоев из-за внеплановых капитальных ремонтов и замен УЭЦН и планирование потребности в УЭЦН для цехов добычи.

Для решения задачи была проанализирована статистика изменения параметров для более чем 40 тысяч скважин, оборудованных УЭЦН, на которых произошли отказы установок. Потребовалось провести предварительную подготовку данных, чтобы исключить некорректные значения и заполнить пропуски в данных. В качестве целевой функции был выбран индекс здоровья скважины, который показывает вероятность отказа УЭЦН в данный момент времени (рис. 3, 4).

Задача решалась с помощью нейронной сети. Все отказы были поделены на две выборки по времени, первая из которых содержала 80% всех отказов и использовалась для обучения нейронной сети, а вторая – для оценки точности прогнозирования. По итогам расчетов выяснилось, что нейронная сеть с точностью 94% позволяет гарантировать, что скважина не откажет в течение ближайшего месяца (индикатором отказа является снижение индекса здоровья до 20% и ниже), однако только в одном случае из восьми позволяет верно предсказать отказ установки за это время.

РИС. 3. Индекс здоровья скважины

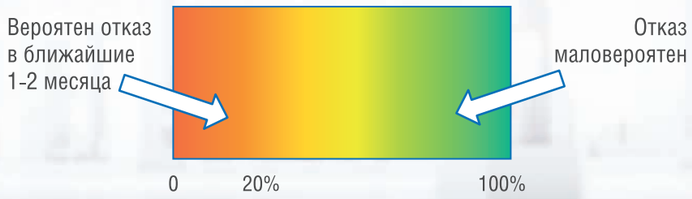
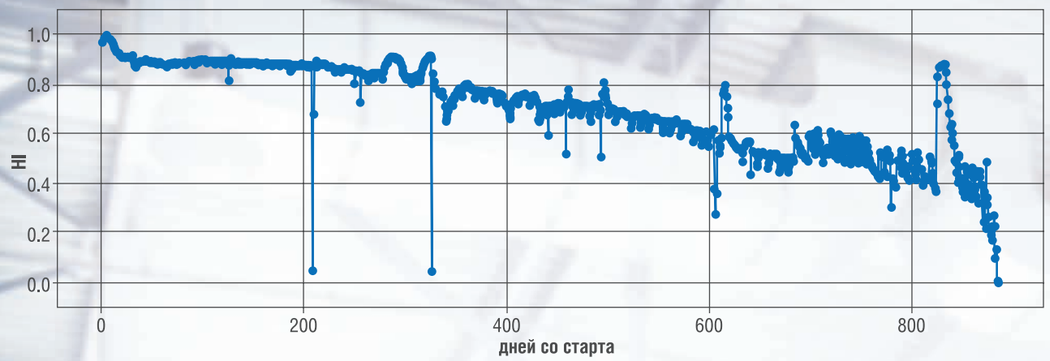


РИС. 4. Пример изменения индекса здоровья скважины перед отказом



Анализ показал, что одной из причин низкой прогностической способности модели является неоднородность исходных данных во времени, связанная с качеством заполнения информации в базах данных на протяжении разных лет.

На сегодняшний день точность предсказания отказов УЭЦН недостаточна для промышленного внедрения алгоритмов прогноза отказа, однако исследования в данном направлении продолжаются. При этом с учетом полученных результатов можно утверждать, что эта точность существенно выше, чем у любой статистической модели, основанной на усреднении наработок на отказ для группы скважин.

ФАКТЫ

94%

составляет точность прогноза нейронной сети, гарантирующей, что скважина не откажет в течение ближайшего месяца

Выбор оптимальной технологии защиты от осложняющих факторов

Эта задача возникает на этапе выбора оптимальной технологии защиты для скважины, у которой наблюдаются признаки наличия одного или нескольких осложняющих факторов. В качестве примера приведем решение задачи о выборе оптимальной технологии защиты скважин солеотлагающего фонда среди двух технологий дозирования ингибитора солеотложения: постоянное и периодическое дозирование на основе данных о технологическом режиме работы скважин.

Для решения задачи была рассмотрена сравнительно небольшая выборка из примерно 3 тысяч скважин, на которых применялись эти две технологии защиты. Предполагалось, что технологии были подобраны корректно, поэтому история работы скважин не изучалась. Было проведено выделение влияющих параметров и сравнительная оценка точности для 7 различных моделей классификации после разделения на обучающую и тестовую выборки в соотношении 70:30. Средняя прогностическая точность моделей составила 85%.

РИС. 5. Сравнение фактических и расчетных значений глубины спуска скребка в зависимости от глубины спуска насоса для алгоритма случайный лес, $R^2 = 0{,}81$ (слева), и суточной дозировки ингибитора солеотложений от дебита жидкости для алгоритма линейной регрессии, $R^2 = 0{,}89$ (справа)

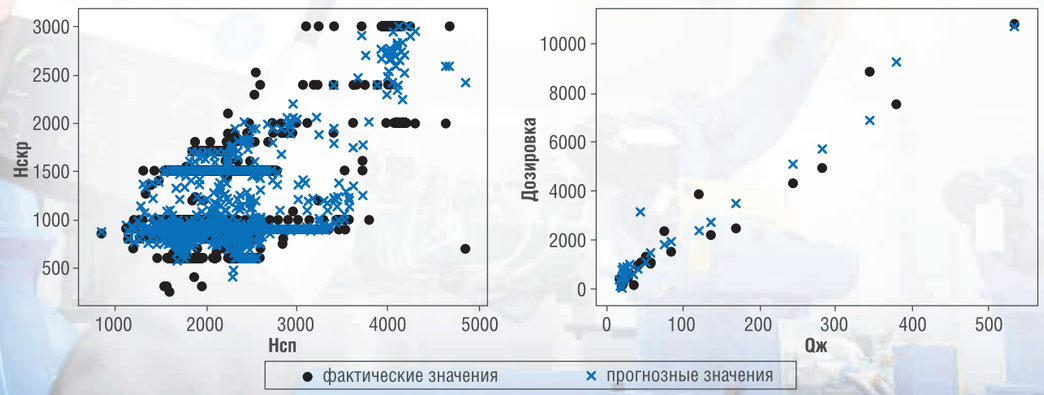
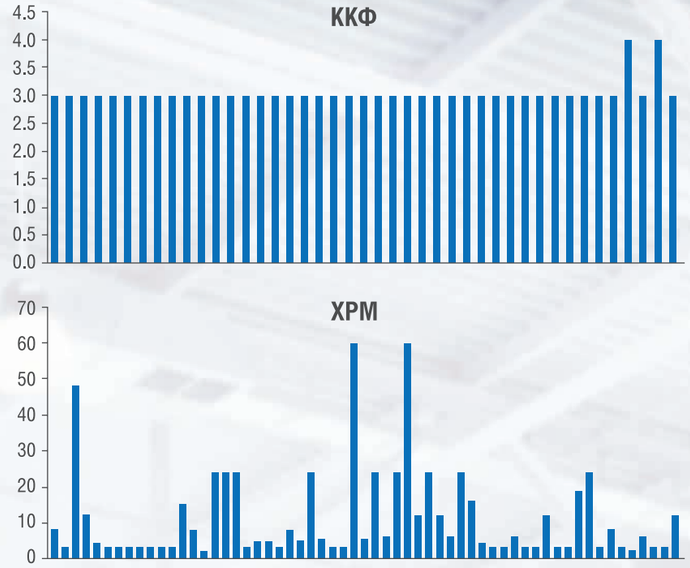


РИС. 6. Гистограммы разгонов ЭЦН в Гц/сут у двух разных специалистов



Выбор параметров технологий защиты скважин от осложняющих факторов

Данная задача связана предыдущей и возникает на этапе, когда защитная технология уже выбрана, но при этом требуется определить оптимальные значения ее параметров. К числу таких параметров могут относиться глубина спуска скребка, суточная дозировка ингибитора, межочистной период и другие. С точки зрения машинного обучения постановка задачи следующая: на основе параметров технологического режима работы скважин осложненного фонда требуется определить оптимальные параметры технологий защиты в виде множественной регрессии от условий эксплуатации.

Снова, как и в предыдущем случае, использовалось предположение о корректности выбранных параметров технологий на обучающей выборке. Рассматривались виды осложняющих факторов и типы технологий, которые образовывали статистически значимые выборки для формирования регрессионных зависимостей. Для некоторых из них удалось получить приемлемые корреляции (рис. 5).

Машинное обучение является мощным инструментом для решения производственных задач, но отнюдь не универсальным. Для примера возьмем задачу выбора разгона ЭЦН при выводе скважины на режим (ВНР) на механизированном фонде, оборудованном станциями управления с частотно-регулируемым приводом. При постановке данной задачи предполагалось построить множественную регрессию темпа набора частоты ЭЦН от условий эксплуатации скважины, таких как дебит жидкости, давление на приеме насоса, загрузка электродвигателя по току, количество взвешенных частиц в продукции скважины и других.

Было проанализировано порядка 300 событий по изменению разгона во время ВНР, но устойчивых корреляций, кроме одной, обнаружено не было. Как показал анализ, определяющим признаком при выборе скорости набора частоты ЭЦН является человек – ответственный специалист за ВНР. На рис. 6 для примера показаны гистограммы разгонов для двух специалистов с инициалами ККФ и ХРМ, которые они устанавливали на скважинах обслуживаемого ими фонда. Видно, что в первый специалист при ВНР придерживается консервативной стратегии и почти всегда выставляет разгон 3 Гц/сут, а второй варьирует темп набора частоты в широких пределах.

В заключение можно отметить следующие обобщающие выводы:

- Современное состояние механизированной добычи нефти позволяет отнести ее к отрасли нефтяной промышленности с высокой степенью автоматизации и цифровизации производства.
- Наличие большого объема накопленной промысловой информации дает возможность, наряду с существующими экспертными системами, активно задействовать методы машинного обучения.
- Машинное обучение позволяет не только заменить эксперта-человека при решении многих существующих практических задач (как, например, при диагностике неисправностей по динамограмме), но и попытаться подступиться к задачам, которые до последнего времени считались нерешаемыми (например, предсказание отказов погружного оборудования).
- Ключевой проблемой при использовании методов машинного обучения была, есть и, очевидно, будет оставаться проблема недостаточного качества исходных данных. Поскольку сутью машинного обучения является обобщение и формализация предыдущего опыта (обучение), то крайне важно, чтобы этот опыт фиксировался корректно в источниках исходных данных.

KEYWORDS: *digitalization, artificial intelligence, machine learning, artificial lift.*

БЕЗОПАСНО – ЗНАЧИТ СОВРЕМЕННО

УДК 622.691.24

К НАЧАЛУ СЛЕДУЮЩЕГО ОСЕННЕ-ЗИМНЕГО СЕЗОНА В РОССИЙСКИХ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА БУДЕТ СОЗДАН ОПЕРАТИВНЫЙ РЕЗЕРВ ГОЛУБОГО ТОПЛИВА В ОБЪЕМЕ НЕ МЕНЕЕ 72,638 МЛРД М³. ПОТЕНЦИАЛЬНАЯ МАКСИМАЛЬНАЯ СУТОЧНАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ПРИ ЭТОМ УВЕЛИЧИТСЯ ДО 847,9 МЛН М³. ТАКИМ ОБРАЗОМ, ПОКАЗАТЕЛИ ДОСТИГНУТ НОВЫХ РЕКОРДНЫХ УРОВНЕЙ. ЕДИНЫМ ОПЕРАТОРОМ ПХГ ПАО «ГАЗПРОМ» НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ С 2007 ГОДА ЯВЛЯЕТСЯ ООО «ГАЗПРОМ ПХГ». С МОМЕНТА СВОЕГО ПОЯВЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЕ ДЕРЖИТ МАРКУ ОДНОГО ИЗ САМЫХ ДИНАМИЧНО РАЗВИВАЮЩИХСЯ ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ В СТРУКТУРЕ ГАЗОВОГО ХОЛДИНГА. СТАБИЛЬНО НАРАЩИВАТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ ПОЗВОЛЯЮТ ВЫСОКИЕ СТАНДАРТЫ КАЧЕСТВА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ВНУТРИ ОРГАНИЗАЦИИ. ОДНА ИЗ ТАКИХ СИСТЕМ МЕНЕДЖМЕНТА ОТВЕЧАЕТ ЗА БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА. ЕЕ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ РАСКРЫЛ ИГОРЬ КОЛОДЯЖНЫЙ, ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР – ПЕРВЫЙ ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА ООО «ГАЗПРОМ ПХГ»

AS OF THE BEGINNING OF THE NEXT AUTUMN-WINTER SEASON THE OPERATING RESERVE OF GAS IN THE VOLUME OF AT LEAST 72.638 BILLION M³ IS GOING TO BE CREATED IN RUSSIAN UNDERGROUND STORAGE FACILITIES OF BLUE FLAME GAS. POTENTIAL MAXIMUM DAILY PRODUCTION CAPACITY IS GOING TO INCREASE UP TO 847.9 MLN. M³. THEREFORE, THE INDICATORS WILL REACH NEW RECORD LEVELS. GAZPROM UGS LLC IS THE SINGLE OPERATOR OF UGSFS OF GAZPROM PJSC WITHIN THE TERRITORY OF RUSSIA SINCE 2007. SINCE ITS ORIGIN THE ENTERPRISE HAS BEEN MAINTAINING ITS REPUTATION OF ONE OF THE MOST DYNAMICALLY DEVELOPING SUBSIDIARIES IN THE STRUCTURE OF GAS HOLDING. HIGH QUALITY STANDARDS APPLIED AT THE ORGANIZATION ALLOW STABLY ADDING PRODUCTION CAPACITIES. ONE OF SUCH MANAGEMENT SYSTEMS IS RESPONSIBLE FOR OCCUPATIONAL SAFETY. ITS MAIN PRINCIPLES WERE EXPLAINED BY CHIEF ENGINEER – FIRST DEPUTY GENERAL DIRECTOR GAZPROM UGS, LLC» IGOR KOLODYAZHNY

Ключевые слова: *безопасность труда, подземные хранилища газа, менеджмент, оперативный запас газа, «Газпром ПХГ».*

Игорь Колодяжный

главный инженер – первый заместитель Генерального директора ООО «Газпром ПХГ»

– Игорь Антонович, почему тема безопасности особенно важна для компании, занимающейся подземным хранением газа?

– Уверен, что такое отношение к ней во всех организациях Группы «Газпром». Что касается нашего дочернего общества, то все подземные хранилища, которые эксплуатирует ООО «Газпром ПХГ», относятся к производственным объектам I класса опасности. Что это означает?

> «Все ПХГ оснащены автоматизированными системами управления технологическими процессами»

В соответствии с принятой классификацией такие объекты представляют чрезвычайно высокую опасность для жизни и здоровья людей, окружающей среды и находятся на особом контроле у всевозможных государственных и ведомственных надзорных органов. В отношении абсолютно всех наших основных производственных площадок действует режим постоянного государственного надзора. Его осуществляет Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). Мы делаем все, чтобы эксплуатация комплекса подземных хранилищ газа (ПХГ) оставалась на самом высоком уровне безопасности. Общество динамично развивается: строятся новые газохранилища, расширяются действующие, в полном объеме выполняется комплекс диагностических работ с помощью современных методов, выделяются необходимые средства на проведение технического обслуживания и ремонтов основного и вспомогательного оборудования. Особое внимание уделяется автоматизации технологических процессов. Все ПХГ оснащены

Карашурское ПХГ, расположенное в Удмуртской Республике

автоматизированными системами управления технологическими процессами. С развитием науки растет и ответственность наших специалистов за безопасную эксплуатацию оборудования. Уровень необходимых знаний и компетенций должен постоянно повышаться не только у руководителей и инженерно-технических работников, но и у каждого специалиста в принципе. На нашем предприятии работают настоящие профессионалы, благодаря которым поддерживается высокий уровень производственной безопасности.

Ну и конечно же, «Газпром» является современной и социально ответственной организацией, основной ценностью которой является здоровый персонал, работающий в безопасных условиях. Руководство компании признает приоритет жизни и здоровья работников перед другими аспектами деятельности предприятия и уделяет особое внимание совершенствованию системы управления производственной безопасностью. Поэтому на особом счету у нас и такая дата, как Всемирный день охраны труда. Это дополнительная возможность провести информационно-разъяснительную работу, повысить культуру производства и качество жизни, а также пропагандировать ответственное отношение к собственному здоровью.

– Нулевой травматизм – один из главных показателей деятельности компании. Из каких этапов складывается работа по достижению этого ориентира?

– Отсутствие травматизма на рабочих местах, аварий и инцидентов, пожаров и дорожно-транспортных происшествий, по сути, основной маркер успешной работы современного предприятия. Концепция нулевого травматизма – это серьезный инструмент, целый свод правил, выполнение которых позволяет достигнуть снижения несчастных случаев и исключает формальный подход в вопросах производственной безопасности. Положения Концепции нулевого травматизма хорошо известны нашим руководителям и специалистам: выявлять угрозы, определять цели, создать систему безопасности, достичь высокого уровня организации, обеспечить гигиену на рабочих местах, повышать квалификацию, мотивировать работников.

> «Концепция нулевого травматизма – это серьезный инструмент, целый свод правил, выполнение которых позволяет снизить несчастные случаи и исключить формальный подход в вопросах производственной безопасности»

Основные положения концепции содержатся, в соответствии с Трудовым кодексом РФ, в Единой системе управления производственной безопасностью «Газпрома». Да, действительно, самая первая и основная цель в области производственной безопасности – создание безопасных условий труда и отсутствие производственного травматизма. Успешное функционирование системы складывается на основе ее постоянного улучшения. Это такой замкнутый цикл «Планируй – Внедряй – Контролируй – Корректируй».

Не открою тайны, если скажу, что на сегодняшний день в нашей организации нет не выявленных и не идентифицированных опасностей или не оцененных рисков. Не буду перечислять, но для достижения нулевого травматизма разработано огромное количество планов мероприятий, стандартов, инструкций по безопасной эксплуатации оборудования, работам повышенной опасности, безопасности дорожного движения, выполнение которых практически исключает риск возникновения негативного события. Как показывает практика, одной из основных причин несчастных случаев является невыполнение требований безопасности самим пострадавшим, так называемый человеческий фактор. Поэтому основной нашей задачей по недопущению травматизма была и остается работа по повышению уровня производственной культуры, компетентности и вовлеченности персонала в процессы обеспечения безопасности. Каждый из нас может и должен внести свой посильный вклад в борьбу с травматизмом и аварийностью на рабочем месте.

– Как подход к нормам и требованиям охраны труда изменила пандемия, в режиме которой мы живем уже второй год?

– Она затронула практически все аспекты сферы труда! Список можно начать с риска передачи вируса на производстве, а завершить рисками, касающимися безопасности труда, возникшими в результате мер противодействия распространению вируса.
Так, переход на новые формы организации труда – например, применение удаленного режима работы – принес потенциальные риски. В частности, риски психологического характера, которые мы с учетом проводимых в Обществе мероприятий по профилактике и нераспространению COVID-19 успешно снижаем.

Что касается изменений трудового законодательства, то они больше связаны с реализацией механизма «регуляторной гильотины». Поясню термин: он означает инвентаризацию всех действующих и обязательных требований с целью понимания, соответствуют ли они современности. Если да, то остаются. Если нет – они отменяются или перерабатываются. Не секрет, что таких норм очень много. Поэтому с вступлением в силу с 1 января 2021 года новых правил по охране труда на наши плечи легла нелегкая задача по их внедрению.

Сменный персонал контролирует работу Канчуринско-Мусинского комплекса ПХГ (Республика Башкортостан)

– Продолжая тему, скажите, повлияли ли ограничения на проведение специальной оценки условий труда? И каковы итоги проведения СОУТ в 2020 году?

– Да, коронавирусные ограничения существенно усложнили процесс проведения специальной оценки. Однако благодаря слаженной работе филиалов, нашего Управления и подрядной организации, проводящей СОУТ, отставание удалось наверстать и все запланированные 486 рабочих мест прошли необходимые для них процедуры. Думаю, можно назвать это общей победой.

Для безопасной эксплуатации комплекса подземных хранилищ общества на объектах ПХГ регулярно проводятся противоаварийные и противопаводковые тренировки

– В декабре 2020 года ООО «Газпром ПХГ» стало лауреатом премии ПАО «Газпром» в области охраны труда по итогам работы в 2017–2019 годах. Как удалось получить столь высокую оценку в корпоративной среде?

– Действительно, «Газпром ПХГ» стал обладателем весьма почетного диплома II степени в конкурсной группе «Добыча, переработка и хранение газа». Это заслуженный итог многолетней и целенаправленной работы по обеспечению безопасных условий труда. Лидерство руководителей в области ПБ отразилось на подходах к обеспечению безопасности на производственных объектах. Не побоюсь сказать – каждый работник внес свой вклад в достижение результата. Награда в очередной раз доказала: приоритет жизни и здоровья газовиков для нас не просто слова. Мы привыкли ответственно относиться к порученному нам делу – подземному хранению газа страны. ●

Беседовал
Вячеслав УХИН

Keywords: *labor safety, underground gas storage, management, operational gas reserve, Gazprom UGS.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–4 июня

Международная специализированная выставка

Недра России 2021

Новокузнецк,
ВК «Кузбасская ярмарка»

2–3 июня

Международная выставка и конференция по нефтеносным пескам и технологиям добычи нефти

Oil Sands Trade Show and Conference 2021

Канада,
Форт-МакМеррей

7–9 июня

Международная выставка и конференция нефтегазовой отрасли

EGYPS 2021

Египет, Каир

8–10 июня

Международная выставка нефтяной промышленности

Global Petroleum Show 2021

Канада, Калгари

9–11 июня

Специализированная выставка в рамках Саратовского индустриального форума

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ 2021

Россия, Саратов

14–17 июня

Международная выставка нефтегазовой промышленности

APPEA 2021

Австралия, Перт,
Perth Convention & Exhibition Centre

ИЮНЬ

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

Цифровизация в ТЭК

на 30%
снизится себестоимость добычи **к 2050 году** при приросте извлекаемых запасов нефти **до 1 трлн барр**

15 петабайт
(15·1015 байт) информации в год генерирует среднее месторождение, оснащенное **интернетом вещей**

Применение цифровых технологий

- **КИН на 5–10%** выше, чем на традиционных
- **ДОБЫЧА** дает снижение операционных затрат **на 10%** а капитальных – **до 50%**
- **БПЛА** позволяют снижать затраты на эксплуатацию трубопроводов **до 85%**

Технологии

Большие данные и методы их обработки

В мире

Компания BP разработала геонаучную платформу «Sandy», интуитивно связывающую историческую, геофизическую геологическую и резервуарную информацию воедино, и использует ее для создания актуальной карты ископаемых активов, выявляя новые связи и процессы с помощью искусственного интеллекта; «Chevron» использует основанную на анализе исторических данных о месторождениях технологию аналитики больших данных «sweet spots» для идентификации потенциально нефтеносных участков

В России

«Газпром нефть» реализовала проект внедрения предиктивной аналитики в процессы управления электро-центробежными насосами в августе 2015 г. В результате созданы визуализированные модели цепочек событий, влияющие на самозапуск насосов и карты вероятностного распределения причинно-следственных связей

Эффект

увеличение добычи **на 10%**, уменьшение времени оценки потенциально нефтеносных локаций до нескольких минут, повышение эффективности принятия решений **на 25%**

Промышленный интернет вещей

В мире

Компанией «BP» в 2015 г. было объединено 650 нефтедобывающих скважин, на каждой из которых подключено 30 сенсоров, измеряющих различные показатели. Полученные данные анализируются облачным IoT-сервисом и на их основе моделируются прогнозы ближайшего будущего

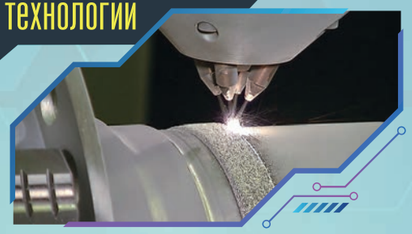
В России

«Роснефть» в мае 2019 года оснастила Илишевское месторождение датчиками и сенсорами, передающими все ключевые показатели: перемещения транспорта, действия сотрудников, добычу. 3D-платформа визуализирует данные в режиме реального времени, специалисты видят все происходящие процессы, могут влиять на них в режиме «онлайн», а также строить предиктивные модели

Эффект

сокращение **на 50%** времени простоя насосов на скважине, снижение уровня потерь при добыче **до 2%**, повышение коэффициента извлечения **на 5%**, увеличение энергоэффективности процессов **на 5%**

Аддитивные технологии



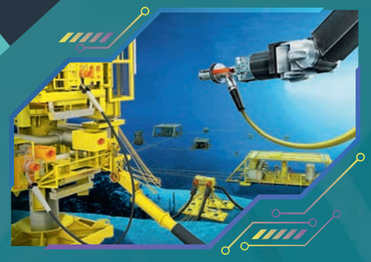
В мире

BHGE использует технологию «прямого лазерного спекания металлов» для оптимизации цепочки поставок и времени простоя сложного оборудования. «Shell» была применена 3D-печать для создания модели нефтегазовой платформы «Стоунз». Прототип установки в точности имитирует работу платформы

Эффект

уменьшение времени на создание сложного оборудования с 3 месяцев **до 10 дней**, снижение времени его простоя **на 50%**

Роботизация



В мире

«Shell» внедрила систему дистанционно контролируемых роботов, способную до 6 месяцев работать без сервисного обслуживания в сложных климатических условиях. Операторы, используя беспроводную сеть 4G, управляют роботами с помощью установленных на корпусе камер; «Woodside Petroleum» – австралийская нефтедобывающая компания, использует в шельфовых операциях, разработанную NASA и «General Motor», роботизированную систему R2C3, которая позволяет своевременно выявлять и обслуживать неисправности оборудования в опасных для человека локациях

В России

Большинство российских ВИНК начали использовать беспилотники для разведки потенциально нефтеносных локаций

Эффект

уменьшение простоя оборудования **на 30%**, существенное увеличение уровня безопасности персонала, сокращение времени и стоимости исследований разведки месторождений

Цифровые двойники

В мире

«Shell» реализовала на своих шельфовых активах проект цифровых двойников, объединив данные с датчиков и сенсоров, о скорости ветра, волнении моря, коррозии, напряжении на платформу с облачной аналитикой больших массивов данных, что позволило намного быстрее выявлять и устранять неисправности

В России

«Татнефть» использует цифровые двойники добывающих активов Ромашкинского месторождения

Эффект

экономия **от 5 до 20%** капитальных затрат, в зависимости от количества объединенных активов, существенное снижение себестоимости добычи

Блокчейн

В мире

BPX Energy подключила 10,5 тыс. грузовиков и 50 дозирующих скважин к блокчейн-платформе Ondiflo, для управления транспортировкой жидкостей при нефтедобыче. Каждые 5 минут установленные датчики передают данные об уровне воды, что позволяет оптимизировать работу диспетчерской службы

В России

«Газпром нефть» устанавливает радиочастотные метки на закупленную арматуру. Полученные данные фиксируются смарт-контрактом и отражаются в блокчейн. Блокчейн обеспечил неразрывную связь физической поставки, сопровождающих процессов и документооборота, а также позволил всем участникам процесса получить доступ к достоверной информации в зашифрованном виде

Эффект

снижение издержек **на 5%** и существенное увеличение уровня кибербезопасности

Виртуальная и дополненная реальности

В мире

«Chevron» реализует функцию удаленного помощника через смарт-очки Hololens. При обслуживании оборудования, специалист при помощи девайса видит реальную картину, находясь в центре управления. Он может не только устно помогать, но и обвести необходимую деталь или инструмент. Также умные очки используются в роли виртуального наставника, отображая голографические инструкции, содержащие необходимую для качественного выполнения работ информацию

В России

«Газпром нефть» использует смарт-очки для оптимизации складского учета путем автоматической фиксации результатов произведенных действий. Это уменьшает количество совершаемых ошибок и время на выполнение операций. Другой реализуемой функцией умных очков является контроль за строительными работами. Hololens накладывают виртуальную 3D-модель на строящийся объект, что позволяет сравнить достигнутый результат с ожидаемым

Эффект

сокращение времени вхождения в должность в среднем с трех месяцев до трех недель, ускорение процесса сборки **на 30–50%**

Использованы материалы: http://www.e-rej.ru/upload/iblock/c97/c975050bdd62b9c62d05b11f67e82a78.pdf

МОНИТОРИНГ РЕМОНТНОГО ПРОИЗВОДСТВА

с использованием информационных технологий

Гладков Илья Вячеславович

ассистент кафедры «Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение» ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», к.т.н.

УДК 62-192:621.64

ОПИСАНА ФАЙЛОВАЯ СИСТЕМА КАТАЛОГА ПАКЕТ ПРИКЛАДНЫХ ПРОГРАММ ЗУОГ, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ ВЫПОЛНЯТЬ В РЕЖИМЕ ДИАЛОГА СТРОИТЕЛЬНЫЙ МОНИТОРИНГ ПРОЦЕССА ЗАКРЕПЛЕНИЯ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ В ОБВОДНЕННЫХ ГРУНТАХ. СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ РЕШАЕТ ЗАДАЧИ ЗАКРЕПЛЕНИЯ ОБЪЕКТА НА СЛАБОНЕСУЩИХ ОБВОДНЕННЫХ ГРУНТАХ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ СТРОИТЕЛЬНЫХ НОРМ, ВЫПОЛНЕНА В ВИДЕ ОБОЛОЧКИ ДЛЯ ПЕРСОНАЛЬНОГО КОМПЬЮТЕРА И ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ АВТОНОМНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ, ТЕКСТОВЫЕ, РАСЧЕТНЫЕ И АРХИВНЫЕ БЛОКИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ПОДГОТОВИТЬ НЕОБХОДИМУЮ ТЕХНИЧЕСКУЮ ДОКУМЕНТАЦИЮ

THE FILE SYSTEM OF THE CATALOG OF THE ZUOG APPLICATION SOFTWARE PACKAGE IS DESCRIBED, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO CARRY OUT IN THE DIALOGUE MODE CONSTRUCTION MONITORING OF THE PROCESS OF FIXING SECTIONS OF GAS PIPELINES IN FLOODED SOILS. THE COMPUTER-AIDED DESIGN SYSTEM SOLVES THE PROBLEM OF FIXING THE OBJECT ON LOW-BEARING WATERED SOILS, TAKING INTO ACCOUNT THE REQUIREMENTS OF BUILDING CODES, IS MADE IN THE FORM OF A SHELL FOR A PERSONAL COMPUTER AND INCLUDES STAND-ALONE GRAPHIC, TEXT, CALCULATION AND ARCHIVE BLOCKS THAT ALLOW YOU TO PREPARE THE NECESSARY TECHNICAL DOCUMENTATION

Ключевые слова: *газопровод, железобетонный утяжелитель, минеральный грунт, геосинтетический материал, инженерно-геологические условия, анкерное устройство, слабонесущий грунт, несущая способность, сложные природно-климатические условия.*

Строительство и ремонт газопроводов – сложный комплексный технологический процесс, включающий в себя различные по технологии и организации виды работ. Особое место в общем комплексе этих работ занимают процессы закрепления участков газопроводов на слабонесущих обводненных грунтах [1–3]. В результате проведения этих работ определяется один из важнейших показателей надежности линейной части газопровода – устойчивость положения объекта на заданных проектных отметках. Показатели закрепления объекта – неотъемлемая часть общей системы контроля качества строительно-монтажных работ, а также определения начального уровня надежности газопровода.

ФАКТЫ

Показатели закрепления объекта – неотъемлемая часть общей системы контроля качества строительно-монтажных работ и определения начального уровня надежности газопровода

В последние годы существенно изменились основные конструктивные и технологические параметры магистральных газопроводов. Резко возросла протяженность строящихся объектов при одновременном увеличении их диаметров и рабочих давлений. Основные направления строительства газопроводов переместились в районы со сложными природно-климатическими условиями, откуда прокладываются уникальные многониточные газопроводные системы. Одновременно возросли объемы и темпы сооружения и ремонта газопроводов.

Успешное решение задач, поставленных перед газотранспортными предприятиями, возможно только на основе применения современных информационных технологий и организации производства всех видов работ с использованием высокоэффективных технических средств, обеспечивающих выполнение заданных нормативно-техническими документами требований [4–6]. Комплексные процессы закрепления участков газопроводов в обводненных грунтах имеют специфические особенности по проектированию, организации и производству работ, предусматривают использование специального оборудования и приборов, что обусловливает особые требования к подготовке инженерно-технического и рабочего персонала.

Анализ проектных решений строительства и ремонта газопроводов на слабонесущих грунтах выполняется с помощью математического моделирования, которое обуславливает использование принципов коллективного принятия решений, что в свою очередь тесно связано с применением вычислительной техники в сфере планирования, управления и проектирования производства строительно-монтажных работ.

Традиционная постановка задачи проектирования технологии производства работ комплексного процесса закрепления участка газопровода на слабонесущих обводненных грунтах обладает существенным недостатком, а именно, при решении задачи рассматривается только ограничение, накладываемое на величину внешних нагрузок и воздействий. Для магистральных газопроводов это связано прежде всего с тем, что достаточно сложно выполнить моделирование нестационарных процессов изменения давления и температуры внутри самого объекта. Тем не менее современные потребности учета многообразия взаимосвязанных факторов при реальном проектировании вызывают необходимость решения вопросов, не укладывающихся в традиционную технологию проведения эффективных расчетов с использованием моделей и методов математического программирования.

Исходя из основной цели системы строительного мониторинга

строительства и ремонта газопроводов ее нужно рассматривать как инструмент управления реализацией технологических процессов. Конечная цель мониторинга – обеспечение стабильности и надежности функционирования геотехнических систем. Достигается эта цель при осуществлении всего комплекса строительных операций, в том числе и при закреплении объекта на слабонесущих обводненных грунтах. Исходя из этого предлагается и структура системы мониторинга строительства и ремонта участков газопроводов на слабонесущих обводненных грунтах – пакет прикладных программ ЗУОГ.

В процессе интерпретации проектных решений или текущей информации о значении качественных и количественных показателей строительства или ремонта участков газопроводов на слабонесущих обводненных грунтах и обработки экспертных оценок различных организационных и технологических параметров используется значительное количество трудоемких процедур: поиск различной справочной информации; пересчет справочных данных к условиям, адекватным объекту наблюдения и контроля; выполнение оценочных расчетов, необходимых для восполнения недостающих данных; использование различных форм представления информации (графики, матрицы, графы и т.д.); решение систем алгебраических и дифференциальных уравнений, операции с матрицами и векторами и т.п.; запоминание и сохранение полученных результатов для последующего использования.

Предлагаемая система мониторинга представляет собой пакет прикладных программ для формирования и управления базами данных, которая обладает таким важным свойством, как возможность учета многообразных взаимосвязанных факторов при разработке рекомендаций и рабочих схем строительных процессов закрепления объекта на слабонесущих обводненных грунтах. Это особенно важно в условиях возрастания требований к качеству, срокам и стоимости проектирования, а эффективное решение задачи проектирования связано с необходимостью переработки большого объема информации.

Следует обратить внимание на необходимость многовариантных расчетов в условиях постоянного поступления новой информации и возможного изменения или дополнения исходных характеристик, что приводит к необходимости использования современных методов программирования информационно-поисковых диалоговых систем. Опыт разработки таких систем доказывает их высокую эффективность. При этом сама методика подразумевает наличие некоторого числа конкурирующих вариантов нормирования в адекватных условиях, что позволяет использовать результаты расчетов для установления технико-экономической целесообразности различных проектных решений.

Автоматизация процесса подготовки исходной информации достигается благодаря организации вычислительного процесса, при которой, начиная с некоторого момента, сбор и обработка информации осуществляются параллельно с этапом получения решения. Формирование набора данных осуществляется целенаправленно. Получение исходного решения обеспечивается использованием персональных компьютеров. Максимально возможная реализация заложенных в систему функций достигается при использовании компьютерного оборудования, которое характеризуется операционной системой MS Windows XP/Vista/7/8/10. В качестве языка программирования для решения задач выбран язык C++; проектирование пользовательского интерфейса на персональных компьютерах соответствует стандарту фирмы IBM.

ФАКТЫ

Анализ

проектных решений строительства и ремонта газопроводов на слабонесущих грунтах выполняется с помощью математического моделирования, которое обуславливает использование принципов коллективного принятия решений

ЗУОГ

пакет прикладных программ, обеспечивающих мониторинг строительства и ремонта участков газопроводов на слабонесущих обводненных грунтах

Установка комплекса на компьютер пользователя производится путем запуска в среде Windows программы setup.exe с первой из поставляемых дискет или из соответствующей директории компакт-диска, т.е. таким же образом, как и любое другое Windows-приложение. Пользователь-эксперт управляет работой комплекса программ посредством выбора соответствующего пункта из системы иерархических меню, а также путем нажатия кнопок, определяющих возможность выбора при работе с программой. Порядок пользования и особенности строения всей системы отражены в соответствующей подпрограмме, с которой и начинается собственно работа с пакетом программ.

Файловая система каталога мониторинга строительства и ремонта участков газопроводов на слабонесущих обводненных грунтах ЗУОГ (рисунок 1), позволяющая решать задачи автоматизированного проектирования производства работ при закрепления участка на слабонесущих обводненных грунтах с учетом требований нормативно-технических документов [7–10], выполнена в виде оболочки для персонального компьютера и включает в себя автономные графические, текстовые, расчетные и архивные блоки, позволяющие подготовить необходимую техническую документацию.

Количество директорий, составляющих каталог, достаточно произвольно, и они предназначены для разработки определенного инженерного приложения

РИС. 1. Файловая система пакета прикладных программ ЗУОГ

в области строительства участков газопроводов в сложных инженерно-геологических и природно-климатических условиях. В качестве первоначальных директорий в рассматриваемой области знаний выбраны следующие: инструкция пользования системой; информационные материалы по закреплению участков газопроводов на слабонесущих обводненных грунтах; рабочая схема производства работ; библиотека графических программ; объемные информационные материалы, в частности содержащие теоретические основы расчета устойчивости участков газопроводов на слабонесущих обводненных грунтах; литература; архив для раздельного хранения информации по каждому конкретному объекту.

Структура директорий идентична, включает в себя деление на главы и параграфы, которые состоят из текста, таблиц и рисунков. Используемая литература выделена в отдельную директорию.

Для обеспечения возможности активной работы со всем материалом предусмотрена директория, структура которой, несмотря на обилие поддиректорий и файлов, достаточно простая. Она представляет собой библиотеку интерактивных графических пакетов прикладных программ. Очевидно, графическое решение любой задачи представляет собой достаточно трудоемкий процесс. Тем не менее формализация некоторых алгоритмов, наличие библиотеки стандартных и вспомогательных программ позволяют преодолеть определенные трудности в составлении рабочей схемы производства работ и достаточно быстро реализовать новые подходы при решении конкретной задачи.

Следует отметить, что в директорию <11 → библиотека текстов> автономно входят объемные информационные материалы, включающие теоретическую часть, которая при необходимости может быть дополнена принципиально новыми технологическими решениями с учетом современных нормативно-технических требований. Кроме того, в указанную директорию могут входить сведения, отражающие другие области знаний по строительству или капитальному ремонту техногенных объектов, при этом сохраняется директория, содержащая все служебные и стандартные программы <12 → библиотека графических примитивов>, которые могут быть использованы при решении новых задач. ●

ФАКТЫ

Автоматизация

процесса подготовки исходной информации обеспечивается вычислительным процессом, при котором сбор и обработка информации осуществляется параллельно с этапом получения решения

Литература

1. *Велиюлин И.И., Александров В.А., Гуслиц В.М., Филатов А.А., Усманов Р.Р. Обеспечение надежности функционирования газопроводов, продолженных через малые водные преграды. – Территория Нефтегаз. – 2018. – № 4. – С. 68–72.*
2. *Филатов А.А., Гуслиц В.М., Велиюлин И.И., Хасанов Р.Р. Конструкционные особенности и методика расчета рабочих параметров анкерных устройств нового типа. – Территория Нефтегаз. – 2018. – № 11. – С. 78–81.*
3. *Велиюлин И.И., Городниченко В.И., Шуваев А.С., Велиюлин Э.И., Касьянов А.Н., Захаркин Ф.И. К вопросу об оптимизации вывода участков газопроводов в капитальный ремонт. – Территория Нефтегаз. – 2018. – № 12. – С. 82–88.*
4. *Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Сощенко А.Е. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов. – М.: Недра, 2019. – 434 с.*
5. *Глухова З.Р., Гаррис Н.А. Экспериментальное обоснование проектирования и эксплуатации наземного трубопровода «на плаву» в районах вечномерзлых грунтов. – Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 1. – С. 92–101.*
6. *Громов И.В. Цифровизация производства – залог конкурентоспособности. – Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2020. – № 2 (98). – С. 50–51.*
7. *Миклуш А.С., Колотилов Ю.В. Оценка в системах автоматизированного проектирования показателей использования балластирующих устройств на трубопроводах. – Технология металлов. – 2017. – № 8. – С. 43–48.*
8. *Субботин В.А., Миклуш А.С., Колотилов Ю.В. Использование балластирующих устройств из синтетических материалов при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов. – Все материалы. Энциклопедический справочник. – 2017. – № 5. – С. 32–37.*
9. *Subbotin V.A., Miklush A.S., Kolotilov Y.V. Synthetic ballast devices used in construction and repairs of mains pipelines. – Polymer Science. Series D. – 2017. – Т. 10. – № 4. – С. 368–371.*
10. *Субботин В.А., Миклуш А.С., Колотилов Ю.В. Мониторинг строительно-монтажных работ при ремонте магистральных газопроводов. – М.: Известия, 2016. – 548 с.*

KEYWORDS: *gas pipeline, reinforced concrete weighting agent, mineral soil, geosynthetic material, geotechnical conditions, anchor device, weak soil, load bearing capacity, difficult natural and climatic conditions.*

ЭНТРОПИЙНЫЙ «КОМПАС»

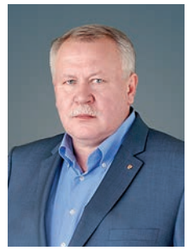
для анализа бюджета экономической системы

УДК 004

ФОРМИРОВАНИЕ И КОНТРОЛЬ ИСПОЛНЕНИЯ БЮДЖЕТА СТРАНЫ, КРУПНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ, ЦЕЛЕВОЙ ПРОГРАММЫ – ОДНА ИЗ ВАЖНЕЙШИХ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ ЗАДАЧ. ПРИ ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ ВОЗНИКАЕТ ЦЕЛЫЙ РЯД ДАЛЕКО НЕ ТРИВИАЛЬНЫХ ВОПРОСОВ. НА ЧТО И В КАКИХ ОБЪЕМАХ ТРАТИТЬ ИМЕЮЩИЕСЯ СРЕДСТВА? НАСКОЛЬКО АДЕКВАТНЫ АКЦЕПТОВАННЫЕ ПОСТАТЕЙНЫЕ ОБЪЕМЫ ФИНАНСОВЫХ СРЕДСТВ ДОСТИЖЕНИЮ ПОСТАВЛЕННОЙ ЦЕЛИ? НЕ ПРИВЕДУТ ЛИ ПРИНИМАЕМЫЕ РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ БЮДЖЕТА К ВНУТРИСИСТЕМНЫМ НАПРЯЖЕНИЯМ, ПЕРЕКОСАМ И ПРОБЛЕМАМ В БУДУЩЕМ? КОМПАНИЯ «ТЕКОРА» ПРЕДЛАГАЕТ ОРИГИНАЛЬНЫЙ ПОДХОД ДЛЯ АНАЛИЗА БЮДЖЕТА, ОСНОВАННЫЙ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОНЯТИЯ ЭНТРОПИИ И СООТВЕТСТВУЮЩЕЙ АНАЛИТИЧЕСКОЙ ФУНКЦИИ

THE ESTABLISHMENT AND CONTROL OVER THE EXECUTION OF THE BUDGET OF A COUNTRY, A LARGE ENTERPRISE, AND A TARGET PROGRAM ARE SOME OF THE MOST CRUCIAL MANAGEMENT TASKS. IN ITS IMPLEMENTATION, ARISE SEVERAL FAR FROM TRIVIAL QUESTIONS. HOW AND IN WHAT AMOUNTS TO SPEND THE AVAILABLE FUNDS? HOW ADEQUATE ARE THE ACCEPTED ITEMIZED AMOUNTS OF FINANCIAL RESOURCES TO ACHIEVE THE SET GOAL? WILL THE DECISIONS MADE ON BUDGET ALLOCATION LEAD TO INTRA-SYSTEM TENSIONS, DISTORTIONS, AND PROBLEMS IN THE FUTURE? THE COMPANY "TEKORA" OFFERS AN ORIGINAL APPROACH TO BUDGET ANALYSIS, BASED ON THE USE OF THE CONCEPT OF ENTROPY AND THE CORRESPONDING ANALYTICAL FUNCTION

Ключевые слова: *анализ бюджета, энтропия, диаграмма Лоренца, бюджет экономической системы, управление.*



Каряев Евгений Викторович
генеральный директор АО «ТЕКОРА»

Матохин Валентин Викторович
советник генерального директора АО «ТЕКОРА»

Анализ расходной части бюджета

В качестве исходного материала будем использовать расходную часть бюджета экономических систем в виде таблицы (табл. 1), в колонках которой указывается перечень статей и объемы средств.

В табл. 1 обозначены: N – число статей, S_N – общий объем финансовых средств бюджета, $\{G\} = \{G_1, G_2, \ldots, G_N\}$ – ряд значений постатейных расходов.

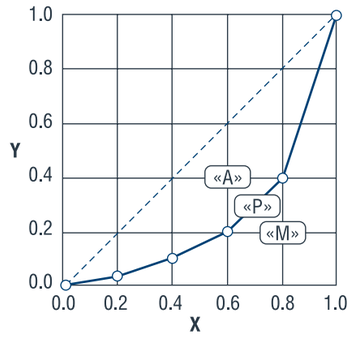
Понятно, что в таком представлении бюджета трудно говорить о возможности какой бы то ни было аналитической обработки его как целого.

Все, что можно сделать, – это определение процентного соотношения отдельных статей по объему акцептованных средств с общими затратами или, например, сравнение однотипных статей в бюджетах различных стран, предприятий и т.п.

ТАБЛИЦА 1. Табличная форма представления бюджета

Статья расходов	Объем средств
Статья 1	G_1
Статья 2	G_2
…	…
Статья N	G_N
N	S_N

РИС. 1. Диаграмма Лоренца



Первый шаг: диаграмма Лоренца

В экономике хорошо известна методика построения диаграмм Лоренца, традиционно используемая для визуального представления неравномерности распределения доходов. Применим данную методику в качестве первого шага в нашем подходе для числового ряда {G} [3].

Пусть, например, этот числовой ряд имеет вид: 30, 600, 70, 100, 200. Упорядочим выбранный ряд чисел в порядке их возрастания: 30, 70, 100, 200, 600 и рассчитаем ряд накопленных частичных сумм $\{S_n\}$ по формуле:

$$S_n = G_1 + \ldots + G_n, \qquad (1)$$

где n = 1, 2, …, N (в нашем примере N = 5).

Затем каждую из полученных накопленных сумм ряда $\{S_n\}$ = {30, 100, 200, 400, 1000} разделим на сумму всех чисел S_N = 1000. Получаем ряд значений {Y} = {0.03, 0.10, 0.20, 0.40, 1.0}, являющихся значениями оси Y диаграммы Лоренца. Соответствующие значения координат по оси X рассчитаем по формуле $X_n = n/N$, где {n} = {1, 2, 3, 4, 5}. То есть, $\{X_n\}$ = {0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.0}. В итоге, откладывая полученные точки (X_n, Y_n) внутри квадрата со сторонами, равными единице, получаем диаграмму Лоренца для исходного числового ряда {G} = {30, 70, 100, 200, 600} (рис. 1).

Очевидно, что диаграммы Лоренца позволяют визуально оценить неравномерность распределения любых числовых рядов, отличающихся по числу элементов (N) и общей сумме чисел (S_N). Отметим, что данный подход позиционирует любое конкретное распределение между двумя крайними вариантами: равномерным («А» – все числа равны друг другу) и предельно неравномерным («М» – все числа, кроме одного, равны нулю).

Второй шаг: аппроксимация диаграмм Лоренца однопараметрической функцией

В отличие от существующих семейств аппроксимирующих функций [8] нами был сделан выбор однопараметрической функции аппроксимирования $L(x, \alpha)$ в виде:

$$L(x,\alpha) = 1 - \sqrt[\alpha]{1 - x^{\alpha}}. \qquad (2)$$

Аппроксимация диаграмм Лоренца семейством функций $L(x, \alpha)$ [1] позволила ввести параметр α как метрику неравномерности распределения значений соответствующего конкретного числового ряда (рис. 2).

Возможен вопрос: любой ли числовой ряд может быть аппроксимирован функцией (2)?

Разумеется, нет. Однако, как показывает накопленный нами обширный фактический материал, числовые ряды, относящиеся к бюджетам различных уровней (семья, предприятие, целевая программа, страна) с достаточной точностью (дисперсия меньше процента) аппроксимируются именно этой функцией.

Третий шаг: статистическая плотность распределения вероятности

Введенная выше однопараметрическая функция для аппроксимации диаграмм Лоренца позволяет получить выражение для статистической функции распределения вероятности (плотности вероятности) в виде [1]:

$$\rho(g,\alpha) = \frac{1}{\alpha - 1} \frac{g^{\frac{2-\alpha}{\alpha-1}}}{\left(1 + g^{\frac{\alpha}{\alpha-1}}\right)^{\frac{\alpha+1}{\alpha}}}, \qquad (3)$$

где g – значение расхода $\{G_n\}$, нормированное на величину S_N/N.

РИС. 2. Семейство аппроксимирующих функций $L(x, \alpha)$

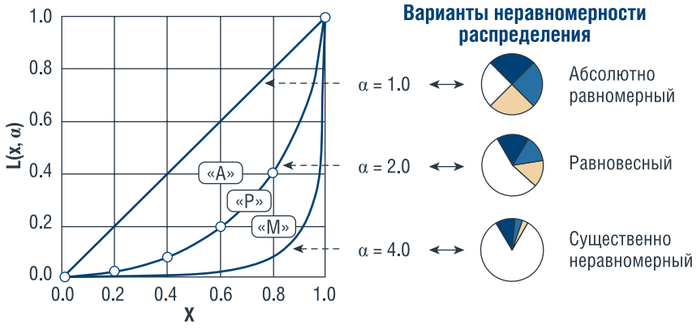
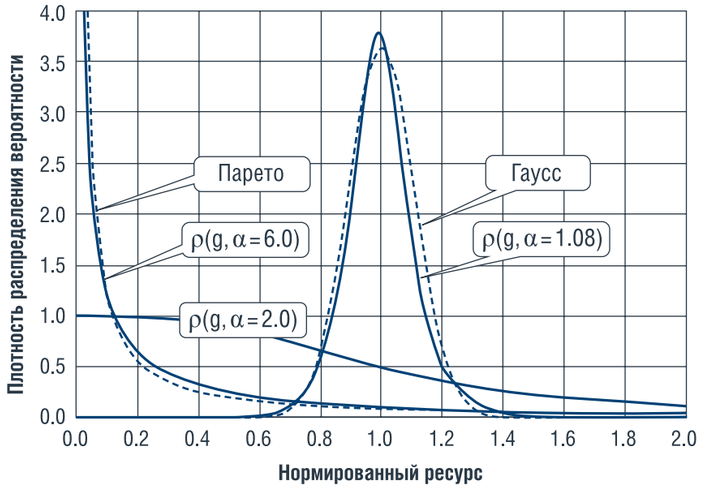


РИС. 3. Семейство плотностей распределения вероятности



Полученная плотность вероятности при значениях параметра неравномерности распределения (α), близкого к равномерному варианту (α ≈ 1.0) и к существенно неравномерному (α >> 2.0), практически совпадает с известными функциями распределения Гаусса и Парето соответственно (рис. 3). Причем для α = 2.0, которому на плоскости диаграмм Лоренца соответствует дуга окружности, полученная плотность вероятности играет роль своеобразной границы, разделяющей семейство ρ(g,α) на два класса: 1 ≤ α < 2 («А») и α > 2 («М»). Более того, кривая ρ(g, 2.0) – единственная функция, принимающая ограниченное ненулевое значение при g = 0.

Четвертый шаг: обобщенная энтропия числового ряда

Однопараметрическая плотность распределения вероятности позволяет рассчитать энтропию V(α) для числового ряда {G_n}:

$$V(\alpha) = -\int \rho(g,\alpha) \ln \rho(g,\alpha)\, dg. \quad (4)$$

Интеграл (4) с функцией распределения (3), к сожалению, в общем случае аналитически не берется и определяется численными методами.

На рис. 4 представлен вид нормированной энтропии V(α), полученный методом численного интегрирования формулы (4) [7] и последующей аппроксимацией функции V(α), заданной таблично, аналитической функцией (5):

$$V(\alpha) = \alpha^{-\sqrt{2}} * \ln(\alpha). \quad (5)$$

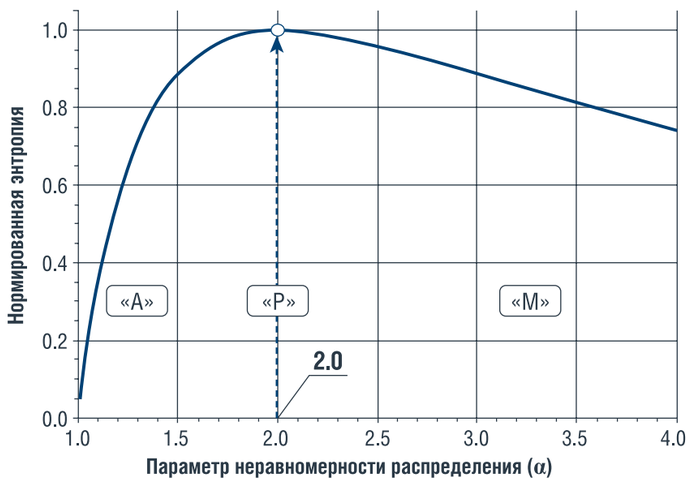
При этом значение дисперсии аппроксимации составило менее 1%.

Таким образом, нам удалось поставить в однозначное соответствие данные «унылой» бюджетной таблицы (табл. 1) с графиком зависимости V(α) (рис. 4). Это уже, безусловно, осязаемый результат.

Важно, что график зависимости энтропии от параметра неравномерности (α) имеет максимум в точке «Р» (α = 2.0), который находится между двумя вариантами распределения «А» и «М» в терминах диаграммы (рис. 1).

Слева от точки «Р» производство (дифференциал) энтропии имеет всегда положительное значение (dV ≥ 0), а на правом склоне «купола» производство энтропии всегда отрицательно (dV ≤ 0). Таким образом, в точке «Р» энтропия $V(\alpha) = V_{max}$ и производство dV(α) = 0.

РИС. 4. Энтропия числового ряда с различным параметром неравномерности



Бюджетная экономическая система, ее адаптивность и гомеостаз

Бюджетная экономическая система

До сих пор мы оперировали с неким числовым рядом, имеющим непосредственное отношение к бюджетной таблице (табл. 1).

Безусловно, у нас есть желание в нашем анализе продвинуться дальше, используя основные понятия (адаптивность, гомеостаз), которые введены в научный обиход в работах [9, 5, 10, 11] и во многих других для открытых динамических систем, экономических в том числе.

Бюджет, представленный в виде таблицы (табл. 1) и диаграммы (рис. 1), не является, разумеется, динамической системой, это всего лишь мгновенный фотоснимок, отражающий ее состояние на определенный момент времени.

С другой стороны, бюджет – дело рук человеческих, результат интеллектуального труда большого числа управленцев, анализирующих состояние экономической системы, внешней среды, расставляющих приоритеты, распределяющих соответствующие финансовые ресурсы. Именно управленцы играют роль механизма обратной связи в системе «бюджет + управление бюджетом», привнося в нее извне необходимое количество так называемой отрицательной энтропии, «негэнтропии» [4, 5, 6, 12].

В этом смысле систему «бюджет + управление бюджетом», так сказать, «бюджетную систему», можно, по-видимому, рассматривать, как определенный «нетривиальный» вариант открытой динамической системы. Единственное отличие – это не непрерывное, а дискретное во времени управление системой (как правило, возможные управленческие воздействия происходят не чаще, чем раз в год).

Адаптивность «бюджетной системы»

Возвращаемся к рис. 4.

Точка «Р» на этом графике – особая точка, в которой уравновешивается действие двух противоположных по своему смыслу факторов:

- стремление системы к «термодинамическому» равновесию (область α < 2.0, возрастание энтропии с ростом α);
- неравновесная трансформация системы под воздействием управленческих решений, относящихся к расстановке приоритетов и распределению средств (область α > 2.0, уменьшение энтропии с ростом α).

В точке «Р», кроме того, как мы покажем ниже, обеспечивается максимальный из возможных уровень адаптивности «бюджетной системы».

Действительно, в нашем случае адаптивность бюджета – это возможность выбора различных вариантов распределения финансовых средств без изменения макропараметров соответствующих управленческих решений. Энтропия V(α) здесь выступает как метрика адаптивности бюджета [2].

Согласно формуле Л. Больцмана, энтропия физической системы (S) пропорциональна логарифму числа различимых микросостояний (W), которыми может быть реализовано макросостояние некоторой физической системы.

В качестве аналога понятию «физической системы» в рамках нашего подхода будем рассматривать «бюджетную систему».

Макросостояние «бюджетной системы» будем характеризовать:

- отношением (S_N/N) объема финансовых средств (S_N) к числу статей (N);
- параметром неравномерности распределения (α).

Под микросостоянием бюджета будем понимать конкретный вариант реализации макросостояния «бюджетной системы» с постатейным распределением {G} = {G_1, G2, …, G_N} финансовых средств по набору статей {N} = {n_1, n2, …, N}.

И, наконец, для полного переноса формулы расчета энтропии физической системы на энтропию «бюджетной системы» нам необходимо научиться считать для каждого макросостояния бюджета число «различимых» микросостояний (W).

В общем случае различимость микросостояний будет обеспечиваться наборами неповторяющихся значений в ряду {G} = {G_1, G_2, …, G_N} и статей {N} = {n_1, n_2, ..., N}. При этом W будет равно числу вариантов перестановок (W= N!). Например, для N = 2 W = 1 · 2, для N = 3 W = 1 · 2 · 3 и т.д.

Несложно установить, что совпадение значений в ряду {G}= {G_1, G_2, ..., G_N} снижает число различимых микросостояний бюджета. В простейшем случае при равенстве значений {G_1, G_2, ..., G_N} все микросостояния идентичны друг другу, поскольку порядок и перестановка статей в этом случае не играют никакой роли. То есть W = 1. Получаем минимальное значение ln(W) = 0 (нижняя граница области «А»).

Не столь очевиден факт снижения числа различимых микросостояний W для тех вариантов распределения, в которых в ряду {G_1, G_2, …, G_N} имеются совпадающие числа. То есть максимальное разнообразие вариантов (W = N!) при каждом повторении значения числа в исходном числовом ряду уменьшается до (N – n)! где n – число повторов. Более того, в реальных постатейных распределениях бюджета встречаются близкие по значению числа. Рассматривая близкие числовые значения как условно равные, мы также получаем соответствующее снижение числа различимых микросостояний (область «М»).

Гомеостаз «бюджетной системы»

По определению, состояние гомеостаза неравновесной системы соответствует состоянию, при котором производная энтропии системы от времени равна нулю или близка к этому значению.

В нашем случае о гомеостазе «бюджетной системы» можно говорить (в силу дискретности управления) только в случае, если доступны данные по бюджетам за достаточно продолжительный период времени.

Вероятно, гомеостаз распределения бюджета в точке «Р» соответствует «здоровью» экономической системы, ее высокой степени адаптивности, когда все ее составляющие получают в рамках установленных приоритетов необходимые или приемлемые объемы ресурсов.

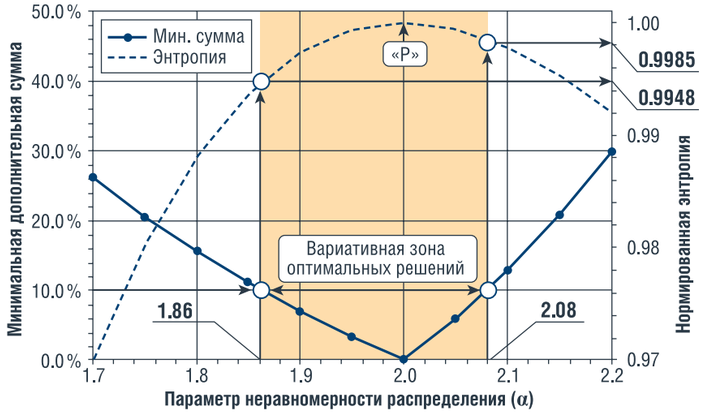
Вариативная зона оптимальных решений и энтропийный «компас»

Зона оптимальных решений

Итак, точка «Р» (α = 2.0) и ее ближайшие окрестности на графике V(α) (рис. 4) являются особой зоной состояний «бюджетной системы». Именно в этой области реализуется максимум адаптивности системы, а следовательно, и ее наиболее устойчивое состояние в постоянно изменяющейся внешней среде. Уместна аналогия с гомеостазом живых организмов. «Здоровый» биологический организм, находящийся в состоянии гомеостаза, обладает максимальным из возможных резервом устойчивости в отношении изменений окружающей среды и все его подсистемы обеспечены необходимыми ресурсами.

Теперь становится более понятным и оправданным стремление управленцев удерживать «бюджетную систему» именно в этой оптимальной зоне. Заметные отклонения системы от точки α = 2.0 вправо или влево существенно

РИС. 5. Минимальная дополнительная сумма



увеличивают риски нарушения стабильности существования системы как таковой.

Далее. Для перевода энтропии реальных бюджетов в точку максимальной адаптивности «P» требуются дополнительные финансовые средства, объем которых зависит от величины и знака отклонения параметра неравномерности распределения от $\alpha = 2.0$ [11].

На рис. 5 приведен результат расчета минимальной дополнительной суммы (ΔS), требующейся для преобразования исходного ряда чисел с произвольным параметром неравномерности распределения в распределение с параметром $\alpha = 2.0$. Расчетная сумма нормировалась на распределенную сумму. Данный график позволяет определить границы вариативной зоны оптимальных решений для приемлемого значения ΔS.
Так для значения $\Delta S = 10\%$ вариативная зона оптимальных решений $\Delta\alpha = [1.86, 2.08]$ (рис. 5). Соответственно размерам вариативной зоны оптимальных решений на графике зависимости энтропии от параметра α можно определить снижение энтропии бюджета:

- 0.9985 в зоне «M» (0.15% от V_{max});
- 0.9948 в зоне «A» (0.52% от V_{max}).

Альтернативный способ возвращения системы в оптимальную зону – перераспределение имеющихся средств между статьями. Однако на практике это сделать не так просто. Например, если в предыдущий период были сделаны серьезные финансовые вливания в программу модернизации армии, рассчитанную на несколько лет, вы не можете резко уменьшить финансирование соответствующих статей бюджета на текущий период, не поставив успех реализации программы в целом под вопрос.

Энтропийный «компас»

Для большей чувствительности предлагаемого метода анализа бюджета используем выражение для производства энтропии:

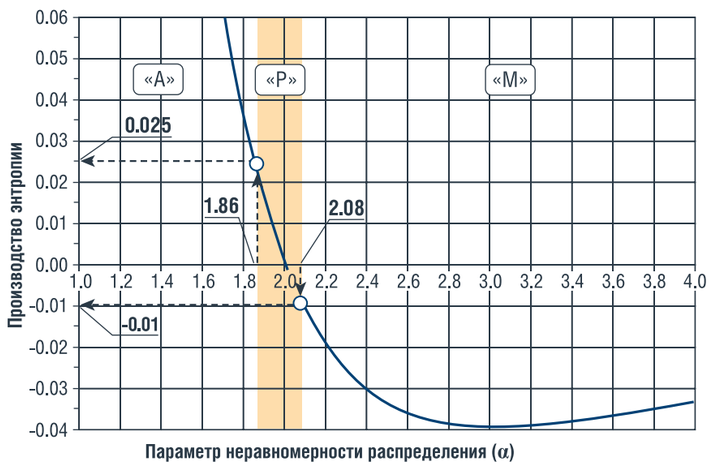
$$dV(\alpha) = -\sqrt{2} * \alpha^{-\sqrt{2}-1} * \ln(\alpha) + \alpha^{-\sqrt{2}-1} \quad (6)$$

На рис. 6 приведена зависимость производства энтропии от параметра неравномерности распределения бюджета, обладающая большей крутизной реакции на изменения неравномерности бюджета в окрестности точки «P», чем зависимость энтропии от α (5). Кроме того, в отличие от «купола» энтропии (рис. 4) данный график (рис. 6) дает однозначное соответствие значений и знака dV для различных отклонений неравномерности распределения бюджета от точки «P»:

- положительное значение производства энтропии соответствует значениям неравномерности распределения зоны «A» ($\alpha < 2.0$);
- отрицательное значение производства энтропии соответствует значениям неравномерности распределения зоны «M» ($\alpha > 2.0$).

Из этого графика также легко можно определить границы зоны оптимальных решений в терминах производства энтропии [-0.010, +0.025].

РИС. 6. Производство энтропии dV



Альбом результатов исследования реальных бюджетов

В следующих примерах (рис. 7–20) приведены результаты расчета обобщенной нормированной энтропии и производства энтропии фактических ежегодных распределений бюджетных средств разных стран по функциональным статьям верхнего уровня.

Отметим, что в приведенных реальных примерах энтропия и ее производство испытывают постоянные отклонения от точки равновесия «P». По-видимому, отклонения от этой точки

РОССИЯ

РИС. 7. Энтропия распределения бюджетных средств России

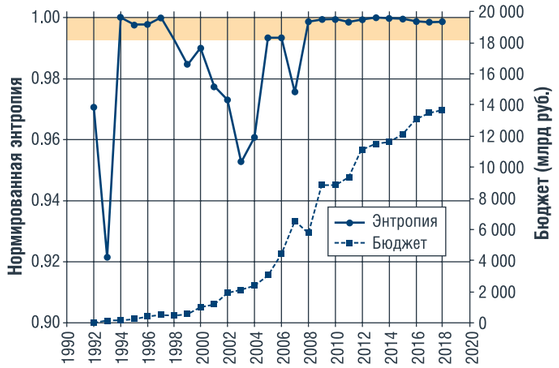
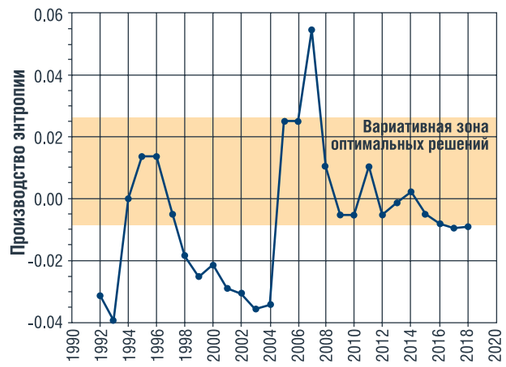


РИС. 8. Производство энтропии распределений бюджетных средств России



США

РИС. 9. Энтропии распределений бюджетных средств США

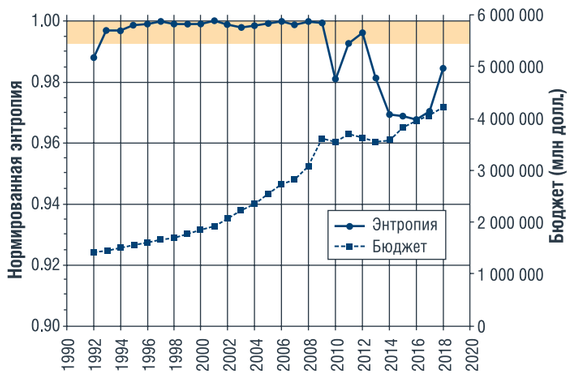
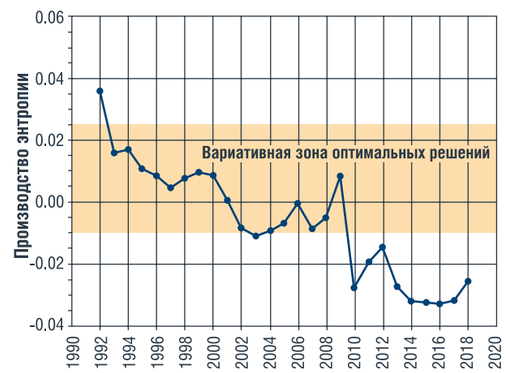


РИС. 10. Производство энтропии распределений бюджетных средств США



ГЕРМАНИЯ

РИС. 11. Энтропия распределений бюджетных средств Германии

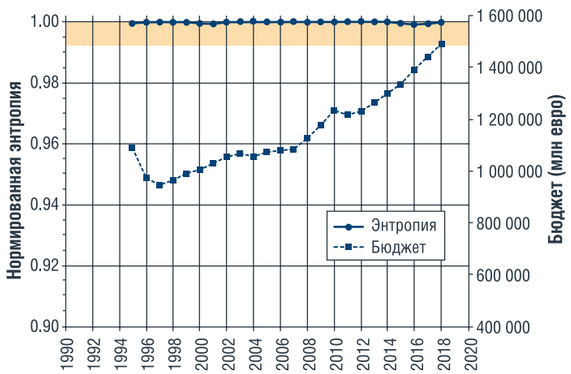
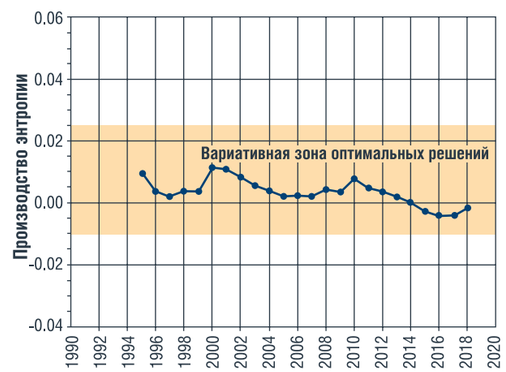


РИС. 12. Производство энтропии распределений бюджетных средств Германии



ДАНИЯ

РИС. 13. Энтропия распределений бюджетных средств Дании

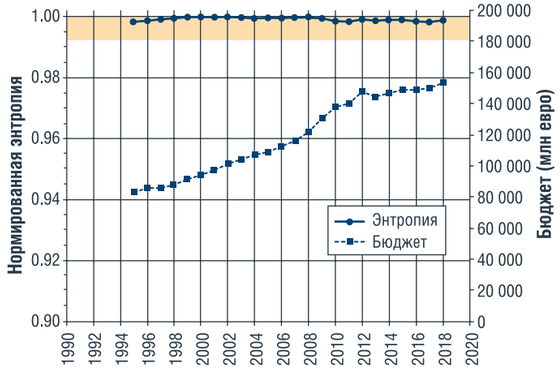
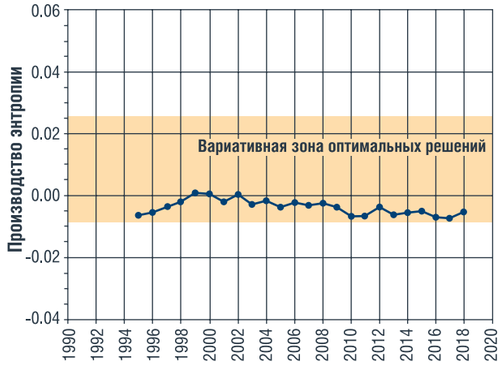


РИС. 14. Производство энтропии распределений бюджетных средств Дании



ФИНЛЯНДИЯ

РИС. 15. Энтропия распределений бюджетных средств Финляндии

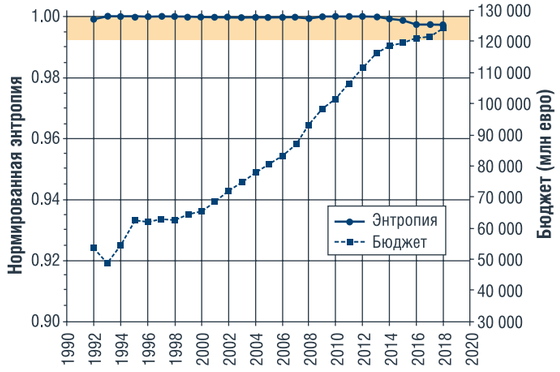


РИС. 16. Производство энтропии распределений бюджетных средств Финляндии

ШВЕЙЦАРИЯ

РИС. 17. Энтропия распределений бюджетных средств Швейцарии

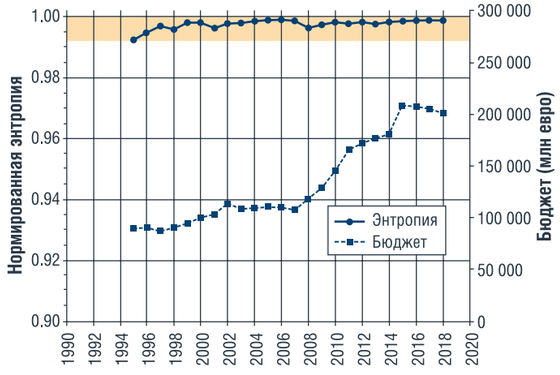
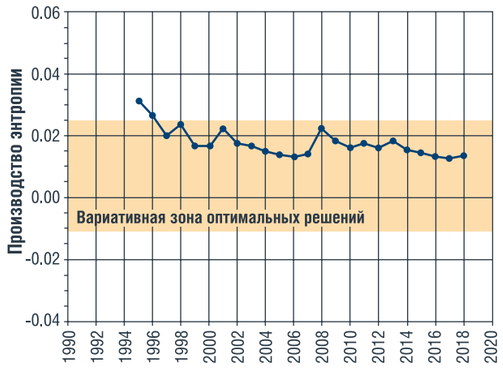


РИС. 18. Производство энтропии распределений бюджетных средств Швейцарии



ИТАЛИЯ

РИС. 19. Энтропия распределений бюджетных средств Италии

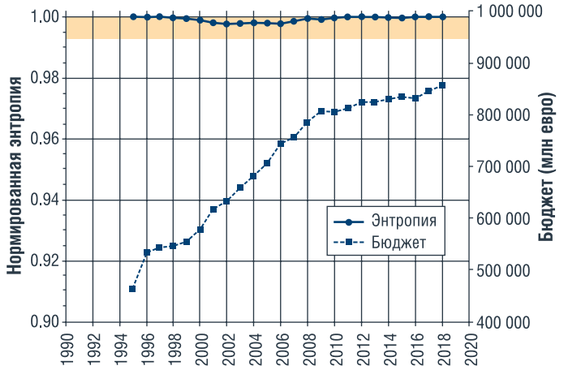
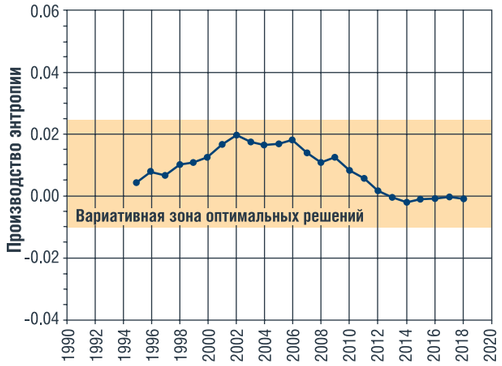


РИС. 20. Производство энтропии распределений бюджетных средств Италии



вызываются множеством объективных и субъективных факторов.

Наш подход, по сути, предоставляет только некий индикатор («компас») для анализа изменений энтропии «бюджетной системы», не более, но и не менее того.

В этой связи детальную трактовку приведенных результатов по бюджетам разных стран и, в частности, сопоставление этих результатов с крупными социально-политическими событиями в отдельных странах и в мире в целом мы оставляем на усмотрение читателя.

Данные, приведенные на рис. 7–20, интересно сопоставить с данными рейтинга стран по индексу качества/уровня жизни. Индекс качества жизни включает в себя такие показатели, как стоимость жизни, покупательная способность, соотношение цены недвижимости к доходу, время движения на работу, уровень безопасности/преступности, загрязнение окружающей среды, качество здравоохранения, климат.

В табл. 2 представлены страны, бюджет которых мы исследовали в нашей статье, и указан номер места, которое занимает страна в этом рейтинге.

Нетрудно заметить, что наши данные, отражающие качество управления «бюджетной системой», весьма выразительно корреспондируются (хотя и не на 100%) с данными рейтинга по качеству/уровню жизни.

Например, данные по Италии (рис. 19, 20 и табл. 2) явно не показывают такой корреляции. Вероятно, это связано с тем, что абсолютный объем бюджетных средств (в расчете на одного гражданина) в Италии составляет только 50% от аналогичной цифры в Дании.

ТАБЛИЦА 2. Рейтинг стран по индексу качества жизни (*Numbeo.com, 2019 г.*)

Страна	Место в рейтинге
Дания	1
Швейцария	2
Финляндия	3
Германия	8
США	13
Италия	37
Россия	62

Для рейтинга качества жизни, разумеется, абсолютные значения распределяемых средств имеют не меньшее значение, чем качество управления самой «бюджетной системой».

Словом, хорошее управление и достаточно денег – замечательно, хорошее управление и недостаточно денег – перспективно, плохое управление и недостаточно денег – тупик!

Заключение

Основным результатом данной статьи можно считать презентацию профильным специалистам методики анализа бюджетов различных уровней с использованием энтропийной функции «бюджетной системы».

Фактически, данный инструмент позволяет проложить продуманную траекторию в управлении бюджетами и заблаговременно оценивать риски возникновения кризисных ситуаций в самой экономической системе. ●

Литература

1. *Крянев А. В., Матохин В. В. и Климанов С. Г. Статистические функции распределения ресурсов в экономике. М.: Препринт МИФИ, 1998.*
2. *Крянев А. В., Матохин В. В., Харитонов В. В. Энтропийный метод мониторинга реализации экономических систем // Экономические стратегии, 2010. № 5, С. 58–63.*
3. *Матохин В. В. «Золотая пропорция» управленческих решений // Электроника, 1997. Т. 3–4. С. 99–102.*
4. *Прангишвили И. В. Системный подход и системные закономерности. М.: СИНТЕГ, 2000.*
5. *Пригожин И. Р. Конец определенности. Время, хаос и новые законы природы. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2000. С. 208.*
6. *Лийв Э. Х. Инфодинамика. Обобщенная энтропия и негэнтропия. Таллин, 1998.*
7. *Antoniou I. Analysis of resources distribution in economics based on entropy / I. Antoniou, V. V. Ivanov, Y. L. Korolev, A. V. Kryanev, V. V. Matokhin, Z. Suchaneckia // Physica A, 2002. Vol. 304, P. 525–534.*
8. *Sarabia J. M., Castillo E., Slottje D. J. An ordered family of Lorenz curves // Journal of Econometrics. Elsevier Science S.A., 1999. Vol. 91. P. 43–60.*
9. *Bertalanffy L. General System Theory. New York: George Braziller Inc., 1969. P. 1–289.*
10. *Beer S. Brain of the Firm. Wiley, 1972.*
11. *Haritonov V. V., Kryanev A. V., Matokhin V. V. The adaptable potential of economic systems // International Journal of Nuclear Governance, Economy and Ecology, 2008. Vol. 2. P. 131–145.*
12. *Schredinger E. What Is Life? Cambridge University Press, 1944.*

KEYWORDS: *budget analysis, entropy compass, Lorentz diagram, budget economic system, management.*

ПЛАНИРОВАНИЕ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276

РАССМАТРИВАЕТСЯ КОМПЛЕКС МАТЕМАТИЧЕСКОГО И ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ И ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ДАЕТСЯ КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ ПЛАНИРОВАНИЯ И ПРОЕКТИРОВАНИЯ С УКАЗАНИЕМ МЕСТ ИХ ВНЕДРЕНИЯ

A COMPLEX OF MATHEMATICAL SUPPORT AND SOFTWARE FOR SOLVING PROBLEMS OF LONG-TERM PLANNING OF OIL AND GAS PRODUCING REGIONS AND DESIGNING OIL AND GAS FIELDS IS CONSIDERED. A BRIEF DESCRIPTION OF THE DEVELOPED AUTOMATED PLANNING AND DESIGN SYSTEMS IS GIVEN, INDICATING THE PLACES OF THEIR IMPLEMENTATION

Ключевые слова: *региональное программирование, перспективное планирование, проектирование генеральных схем обустройства, нефтегазодобывающий регион, нефтяные и газовые месторождения, методы дискретной оптимизации, автоматизированные системы планирования и проектирования.*

Соломатин Александр Николаевич
руководитель отдела «Математические методы регионального программирования», Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» РАН, Российский университет транспорта (МИИТ), доцент кафедры ЦТУТП, доцент, ведущий научный сотрудник, к.ф.-м.н.

Злотов Александр Викторович
Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» РАН, ведущий научный сотрудник, к.ф.-м.н.

В течение более сорока лет в ФИЦ «Информатика и управление» РАН ведется работа по решению задач комплексного освоения территорий и в первую очередь нефтегазодобывающих регионов. В результате проводимых исследований сформировалось новое научное направление – региональное программирование, под которым понимается «область региональной экономики, где разрабатываются теория и количественные методы решения задач, возникающих при составлении проектов программ комплексного освоения территорий» [1].

В рамках данного научного направления были получены новые результаты в области решения задач дискретной оптимизации большой размерности и комбинаторных методов решения многоэкстремальных задач, которые использовались при оптимизации размещения объектов нефтегазодобычи с учетом связывающих их коммуникаций, структур коммуникационных сетей, параметров сетей и т.д. Были разработаны имитационные модели для групп нефтяных и газовых месторождений, методы решения многокритериальных задач, задач оптимизации стратегий разработки групп месторождений и т.д. [1, 2].

Был накоплен большой опыт создания и применения конкретных программных систем автоматизированного планирования и проектирования. Эти системы широко использовались для проектирования обустройства большого числа нефтяных и газовых месторождений, включая Самотлорское, Уренгойское, Усинское, Федоровское, а также долгосрочного планирования развития газо- и нефтедобывающих регионов Западной и Восточной Сибири, Коми АССР и т.д. [2].

Планирование развития нефтегазодобывающих регионов

Проблемы развития топливно-энергетического комплекса РФ связаны с особой ролью ТЭК в экономике страны, необходимостью освоения новых труднодоступных добывающих регионов в условиях нехватки средств, устаревания основных фондов, технологического отставания и т.д. Решение задач освоения таких регионов требует соответствующего уровня планирования и проектирования, что позволяет частично нейтрализовать негативное влияние перечисленных проблем. А это невозможно без широкого использования математических методов – методов системного анализа, имитационного моделирования, оптимизации, а также современных информационных технологий.

Для решения задач долгосрочного планирования разработки группы газовых месторождений региона была разработана аппроксимирующая имитационная модель группы месторождений и многошаговый алгоритм, который по минимальной входной (запасы газа, «полки», дебиты скважин, данные на начало планового периода) и управляющей информации (план добычи по группе месторождений, порядок ввода месторождений в эксплуатацию) позволяет автоматически распределить планируемую добычу газа в динамике между месторождениями [3] и тем самым создать основу для формирования стратегии развития добывающего региона.

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. Могут учитываться наличие запасов различных категорий, наличие имеющихся проектов разработки, различные режимы дебитов, а также топология и пропускные способности сети региональных трубопроводов.

Для полученной динамики добычи газа и заданных нормативов в динамике по месторождениям формируются многочисленные производные показатели развития газодобывающего региона. Это технологические и экономические показатели добычи и транспорта газа, показатели социального развития, динамические экономические показатели, динамические и агрегированные финансовые показатели развития газодобывающего предприятия. В частности, из технологических показателей рассчитываются дебиты и фонды скважин, пластовые давления, ввод новых скважин, объемы буровых работ, потоки и пропускные способности трубопроводов, количество и сроки ввода ниток трубопроводов и т.д. Имеется возможность производить анализ текущего положения и тенденций изменения финансово-хозяйственного положения предприятия с использованием матриц финансовой стратегии.

Кроме того, были решены следующие задачи:

- задача формирования плана добычи, обеспечивающего, в частности, максимизацию накопленной добычи для группы газовых месторождений; помимо приближенного оптимального, находятся все близкие к нему решения, что позволяет далее решать задачи многокритериальной оптимизации для других заданных критериев оценки [4];
- задача моделирования и оптимизации стратегий развития группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных, таких как запасы газа, дебиты скважин, на основе использования математического аппарата нечетких множеств;
- были исследованы методологические вопросы ликвидации газовых месторождений, исследована модель функционирования газового месторождения с учетом процесса ликвидации, разработаны методики расчета динамики ликвидационных затрат по укрупненным показателям [5].

Задачи планирования решались также для месторождений жидких углеводородов [6]. Агрегированная модель функционирования группы нефтяных месторождений задается системой обыкновенных дифференциальных уравнений с параметрами, учитывающими гидродинамику нефтяного пласта в обобщенной форме. Управлением служит объем эксплуатационного бурения, задаваемый экспертно или вычисляемый на основе данной модели. Модель позволяет рассчитывать извлекаемые запасы нефти, добычу нефти, обводненность продукции, фонды добывающих и нагнетательных скважин, дебиты скважин и многие другие показатели; при этом обеспечивается оценка точности определения запасов нефти различных категорий. Расчетные методики позволяют формировать многочисленные технико-экономические показатели добычи нефти, которые рассчитываются в динамике по месторождениям на основании полученной динамики добычи и соответствующих нормативов.

Проектирование

Обустройство нефтяного или газового месторождения предназначено для обеспечения добычи, сбора, первичной переработки и транспорта нефти (газа) до магистральной сети трубопроводов [2]. Оно представляет собой процесс создания на территории месторождения сложного комплекса сооружений и коммуникаций, который обычно осложняется географическими и климатическими особенностями территории: застроенностью, наличием водных преград и заболоченностью отдельных участков, ценностью земель для сельского и лесного хозяйства и т.д.

В процессе проектирования генеральной схемы обустройства месторождения в качестве основных рассматриваются следующие технологические системы, которые описываются идентичными математическими моделями: кустования скважин (при наклонно-направленном бурении), сбора и транспорта нефти (газа), поддержания пластового давления (для нефтяных месторождений), электроснабжения и автомобильных дорог.

В качестве методологической основы для решения задачи проектирования используется аппроксимационно-комбинаторный метод, рассмотренный в [1]; он применяется для нахождения минимума функционала, заданного на подмножествах конечного множества элементов. Для решения таких задач дискретной оптимизации обычно используются различные

методы, исключающие полный перебор, – методы линейного и динамического программирования, последовательных расчетов, ветвей и границ и т.д. Аппроксимационно-комбинаторный метод указывает способы модификации перечисленных методов в направлении уменьшения их «чувствительности» к изменению условий задачи, что позволяет расширить класс задач, решаемых при помощи этих методов. Метод основан на использовании аппроксимирующей снизу функции, для которой имеются эффективные методы и алгоритмы определения не только оптимального решения, но и всех решений в некотором заданном диапазоне. Построив множество всех решений, близких к оптимальному по значению функционала, и пересчитав на этом множестве функционал исходной задачи, можно найти решение исходной задачи как наилучшее из просчитанных на множестве близких решений.

Были получены фундаментальные результаты в области решения задач дискретной оптимизации большой размерности и комбинаторных методов, разработаны модифицированный метод последовательных расчетов и другие методы и алгоритмы, которые были использованы при решении задач оптимального размещения объектов нефтегазодобычи с учетом связывающих их коммуникаций и с учетом агломерации, построения оптимальных структур коммуникационных сетей, оптимизации параметров сетей, учета и анализа экологических рисков и т.д. [7].

Опишем на примере решения задачи проектирования обустройства месторождения общие методологические принципы решения задач регионального программирования [2].

1. Декомпозиция и композиция задачи проектирования. Решение задачи проектирования в общем виде невозможно из-за огромной размерности получаемой задачи и наличия специфических ограничений для каждой из систем обустройства. Поэтому общая задача проектирования разбивается на решение задач проектирования для каждой из систем обустройства (декомпозиция задачи). Далее для каждой из систем находится не только оптимальный, но и «близкие» к нему проекты, анализ объединения которых с проектами других систем обустройства (синтез задачи) и позволяет найти наиболее приемлемый – «реальный» проект для внедрения.
2. Аппроксимирующие задачи. Решение задач проектирования может оказаться невозможным из-за сложного вида стоимостных функций и наличия специфических ограничений. Поэтому строится набор аппроксимирующих функций, для которых разработаны методы формирования и оптимального, и «близких» к нему решений с последующим пересчетом исходного функционала задачи на «близких» решениях.
3. Многокритериальность задачи. Стандартные методы оптимизации позволяют получать оптимальные или приближенные решения только по одному критерию, обычно по стоимости проекта. Однако при выборе «реального» проекта для внедрения его необходимо проанализировать и по ряду других, часто не формализуемых, критериев. Анализ множества «близких» решений по совокупности критериев как раз и позволяет выбрать «реальный» проект для внедрения.
4. Многоэкстремальность задачи. Характерной особенностью задач дискретной оптимизации является их многоэкстремальность. Разработка специализированных методов оптимизации позволяет избежать при поиске оптимального решения полного перебора всех вариантов с отбраковкой заведомо неоптимальных решений.
5. Динамическое проектирование. В процессе освоения месторождения могут происходить отклонения от проекта, уточняться данные проекта разработки, возникать дополнительные ограничения, требования и т.д. В этом случае проект необходимо пересчитать с учетом уже построенных на данный момент объектов и коммуникаций. Этот процесс отслеживания состояния проекта и его периодических корректировок назовем динамическим проектированием.
6. Имитационное проектирование. Необходимым элементом процесса проектирования является возможность моделирования проектировщиком собственных проектных решений и задания им различных элементов проекта. Присутствие проектировщика также необходимо при анализе «близких» решений по дополнительным критериям оценки проекта.

При проектировании генеральных схем обустройства нефтяных месторождений последовательно решаются следующие основные задачи [2].

1. Решается задача определения оптимального размещения различных нефтепромысловых объектов: кустов нагнетательных и эксплуатационных скважин, замерных установок, комплексных сборных пунктов, компрессорных станций и т.д. Решение задачи состоит в выборе из множества всех возможных точек строительства объектов данного типа такого подмножества, на котором достигается минимум функции, определяющей суммарную стоимость строительства объектов данного типа и сети коммуникаций, соединяющей эти объекты с источниками сырья. Для решения задачи применяется модифицированный алгоритм последовательных расчетов, позволяющий определять не только оптимальное решение задачи, но множество всех решений, близких к оптимальному.
2. На следующем этапе решаются задачи определения оптимальной структуры сетей различного назначения [8]. Это сети сбора и транспорта нефти и попутного газа, сети водоводов высокого и низкого давления, сети дорог и электроснабжения. Для решения был разработан специальный алгоритм, основанный на направленном переборе всех деревьев полного графа, в процессе которого при помощи ряда правил отбраковываются большие группы деревьев и промежуточных поддеревьев.
3. Далее решаются задачи трассирования коммуникаций, причем используемые методы решения зависят от способа представления территории. При наличии на территории

РИС. 1. Расчет динамики добычи газа по группе месторождений

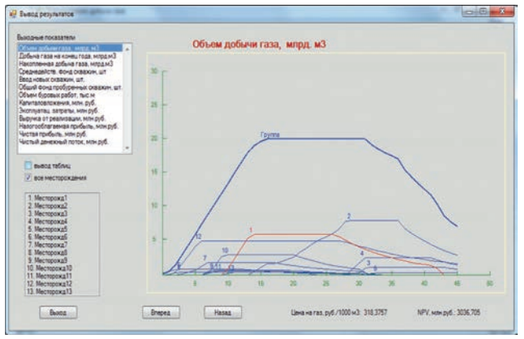
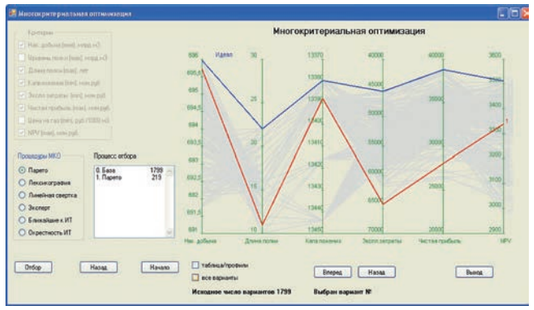


РИС. 2. Вывод результатов многокритериальной оптимизации в виде профилей в системе СМОД



месторождения запретных зон для проведения коммуникаций (реки, болота, сельхозугодья), аппроксимированных фигурами второго порядка (круги, эллипсы), для решения задачи трассирования применяется метод локальных вариаций.

4. При более детальных расчетах решается задача определения параметров трубопроводных сетей, таких как диаметры отдельных участков трубопроводов и давления в узлах сети при наличии ограничений на перепады давления и заданных значениях потребления/расхода в узлах-источниках и узлах-стоках [9].
5. При необходимости решаются задачи построения и использования «дерева исходов» для анализа аварийности нефтепромысловых объектов, построения и использования «полей риска», выбора параметров надежности, промышленной и экологической безопасности на этапе проектирования.

Автоматизированные системы планирования и проектирования

Ниже приводятся краткие описания автоматизированных систем планирования и проектирования, реализующих рассмотренные выше математические модели, методы и алгоритмы [2].

Система перспективного планирования добычи газа по укрупненным показателям (СПДГ) [3] предназначена для формирования стратегий развития группы газовых месторождений, обеспечивая расчет объемов добычи газа и основных технико-экономических показателей добычи в динамике по месторождениям на основе использования имитационной модели группы месторождений и выбора стратегий по многим критериям оценки с использованием средств многокритериальной оптимизации. Система широко применялась для долгосрочного планирования развития добывающих регионов Западной и Восточной Сибири, Восточной Украины и шельфа Черного моря, а также отдельных месторождений, включая Ямбургское и Оренбургское.

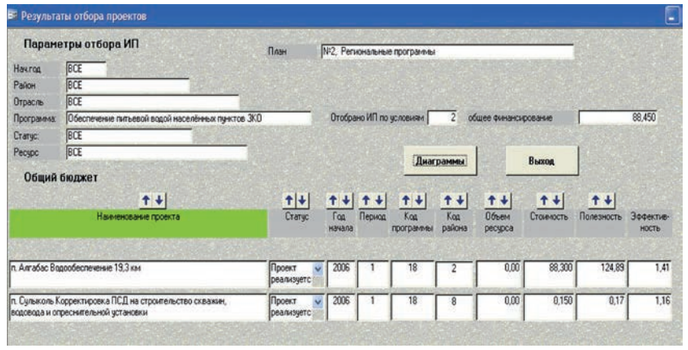
Система моделирования и оптимизации добычи газа (СМОД) [10] является дальнейшим развитием системы СПДГ в современных условиях. Предусмотрено нахождение стратегии развития группы газовых месторождений, оптимальной по критерию максимума накопленной добычи газа по группе, существенно улучшен блок многокритериальной оптимизации, обеспечивается учет неопределенности исходной информации.

Система формирования планов добычи нефти (СФПДН) [6] предназначена для планирования деятельности нефтедобывающих предприятий региона на ближнюю и дальнюю перспективу, обеспечивая расчет технико-экономических показателей добычи нефти в динамике по месторождениям. По своей идеологии система близка к системе СПДГ, отличаясь от нее более сложной моделью группы месторождений и составом показателей (с учетом процессов закачки воды и добычи жидкости). Кроме того, решаются разнообразные оптимизационные задачи в условиях ограничений на фонды добывающих, нагнетательных, резервных скважин и другие имеющиеся ресурсы. Система использовалась при формировании планов добычи нефти для групп месторождений Среднего Приобья и Коми АССР, для прогнозирования добычи нефти на Самотлорском месторождении.

Система инвестиционного планирования «Электронный Мастер-план социально-экономического развития области» (ЭМП) [11] предназначена для формирования планов территориального развития добывающих регионов. Эти планы формируются путем оценки и выбора из расширяемого множества предлагаемых инвестиционных проектов для различных комплексных программ подмножества проектов, оптимизирующих заданные критерии эффективности и удовлетворяющих заданным ограничениям по финансированию из различных источников. Система ЭМП была внедрена в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан.

Система проектирования генеральных схем обустройства нефтяных месторождений (СПГСО) [1, 2] предназначена для проектирования генеральных схем как отдельных технологических систем обустройства месторождений, так и любой их совокупности. Система позволяет определять места оптимального размещения различных нефтепромысловых объектов и формировать оптимальную структуру нефтепромысловых сетей различного назначения (сбора и транспорта нефти, попутного газа, водоводов, дорог, электроснабжения), в том числе

РИС. 3. Результаты отбора инвестиционных проектов



с учетом наличия запретных зон, эффекта от агломерации объектов и коммуникаций, а также текущего состояния обустройства. Система СПГСО широко использовалась при проектировании генеральных схем обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири (Самотлорское, Федоровское, Холмогорское и другие), Коми АССР (Усинское, Возейское), Поволжья (Медведевское), Казахстана (Каламкас, Каражанбас), газовых месторождений (Уренгойское) и т.д., а также при проектировании сети газопроводов Западной Сибири.

Система размещения объектов и коммуникаций (СРОК) [2] предназначена для решения задач размещения пунктов переработки сырья, задач построения и трассирования коммуникаций между источниками сырья, пунктами переработки и потребления, расчета параметров трубопроводных сетей. Диалоговый режим работы системы позволяет оперативно просматривать различные варианты размещения с определением и просмотром параметров сформированного проекта. Система использовалась при решении задач размещения ряда территориально-производственных комплексов, а также при проектировании генеральных схем обустройства нефтяных и газовых месторождений.

Система проектирования и анализа сетей (СПАС) [2] предназначена для формирования и анализа транспортных сетей различного назначения и позволяет решать следующие сетевые задачи: сетевая распределительная задача, задача о максимальном потоке минимальной стоимости, задача проектирования структуры сети, гидравлические расчеты сетей. Система использовалась при решении задач анализа транспортных сетей различного назначения: сетей нефтепроводов Прикаспия, системы нефтепродуктообеспечения Вьетнама, развития газотранспортных сетей Восточной Сибири и т.д.

РИС. 6. Применение системы СРОК для оптимизации обустройства Тенгизского месторождения

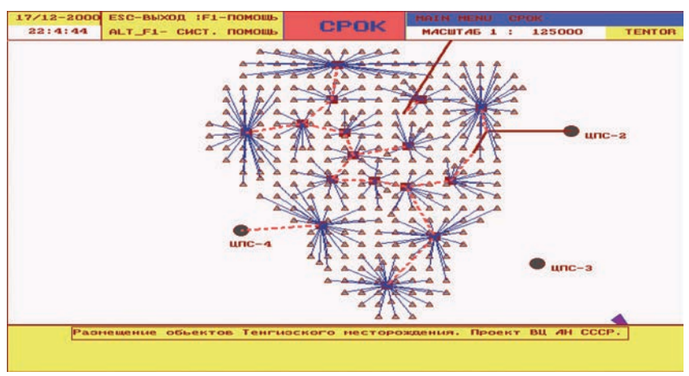


РИС. 4. Самотлорское месторождение. Схема кустования скважин

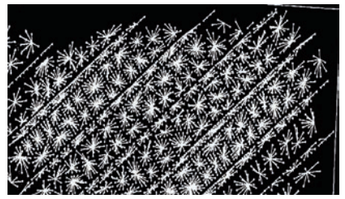
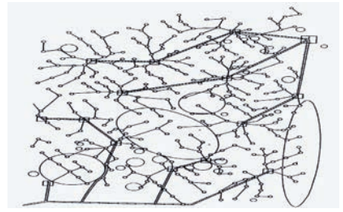


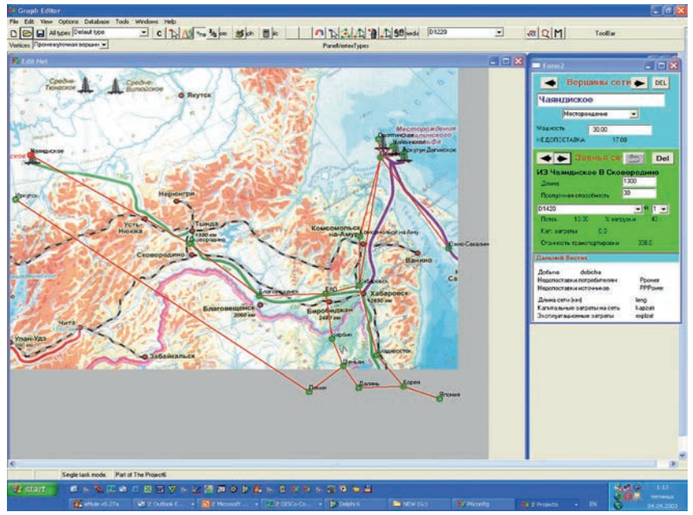
РИС. 5. Федоровское месторождение. Схема сбора и транспорта нефти



Система планирования производства, хранения, транспортировки и распределения нефтепродуктов [12]. Система позволяет комплексно решать задачи по планированию производства различных видов нефтепродуктов, планированию транспортировки нефтепродуктов различными видами транспорта, расчету объемов хранения нефтепродуктов на нефтебазах, динамическому планированию производства и распределения нефтепродуктов, расчету объемов поставок потребителям в динамике. Система использовалась в ряде нефтедобывающих компаний России.

Система синтеза и анализа гидравлических сетей (ССАГС) [9] предназначена для анализа и синтеза различных гидравлических систем, включая системы промыслового сбора нефти и газа, ППД, транспорта нефти, газа и продуктов из них, системы водо-, теплоснабжения и т.д. Система позволяет формировать и анализировать принципиальные схемы трубопроводных сетей, рассчитывать параметры сетей, проводить декомпозицию и композицию сетей, рассчитывать технологическое и экономическое взаимодействие участников рынков воды, теплоносителя, тепла и т.д. Система использовалась при анализе и разработке рекомендаций по развитию систем тепло-, водо- и газоснабжения многих городов Поволжья, а также внутренних тепловых сетей ряда ТЭЦ и ГРЭС.

РИС. 7. Система СПАС. Анализ развития сетей Восточной Сибири



Заключение

Были рассмотрены основные результаты работ, проводимых в ФИЦ «Информатика и управление» РАН по решению задач комплексного освоения нефтегазодобывающих регионов, включая задачи автоматизации процессов планирования разработки групп месторождений и проектирования генеральных схем освоения месторождений. Были получены новые результаты в области регионального программирования, дискретной оптимизации и комбинаторных методов решения многоэкстремальных задач, обеспечивающие возможность решения задач большой размерности, показана возможность формализации, моделирования и оптимизации перспективного планирования разработки групп нефтяных и газовых месторождений.

Были разработаны различные автоматизированные системы планирования и проектирования, реализующие перечисленные математические модели, методы и алгоритмы, которые широко применялись при проектировании генеральных схем освоения месторождений углеводородов и при планировании развития нефтегазодобывающих регионов с большим подтвержденным экономическим эффектом. При этом наиболее перспективно совместное применение рассмотренных систем как компонентов некоторой интегрированной системы регионального программирования. Все это делает данный комплекс систем весьма перспективным для использования при решении задач комплексного освоения месторождений углеводородов макрорегионов Восточной Сибири, Дальнего Востока и Арктической зоны. ●

Литература

1. *Хачатуров В.Р. Математические методы регионального программирования. – М.: Наука, 1989. – 304 с.*
2. *Хачатуров В.Р., Соломатин А.Н., Злотов А.В. и др. Планирование и проектирование освоения нефтегазодобывающих регионов и месторождений: Математические модели, методы, применение / Под ред. В.Р. Хачатурова. – М.: УРСС: ЛЕНАНД, 2015. – 304 с.*
3. *Маргулов Р.Д., Хачатуров В.Р., Федосеев А.В. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. – М.: Недра, 1992. – 287 с.*
4. *Solomatin A.N. Optimization of Development Strategies for Group of Gas Fields // Twelfth International Conference Management of Large-Scale System Development (MLSD) / Moscow (October 2019). – IEEE Conference Publications, IEEE Xplore Digital Library. – URL: https://ieeexplore.ieee.org/document/8911032.*
5. *Соломатин А.Н., Скиба А.К., Хачатуров В.Р. Моделирование разработки группы газовых месторождений с учетом их ликвидации // Автоматика и телемеханика. – 2018. – № 11. – С. 16–31.*
6. *Хачатуров В.Р., Бобылев В.Н., Григорьева М.И. и др. Компьютерная система для прогнозирования показателей финансово-экономической деятельности нефтедобывающего предприятия в новых условиях // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 11. – С. 29–31.*
7. *Хачатуров В.Р., Веселовский В.Е., Злотов А.В. и др. Комбинаторные методы и алгоритмы решения задач дискретной оптимизации большой размерности. – М.: Наука, 2000. – 354 с.*
8. *Zlotov A.V. The Optimal Tree-like Networks Constructing Algorithms // Thirteenth International Conference Management of Large-Scale System Development (MLSD) / Moscow (September 2020). – IEEE Conference Publications, IEEE Xplore Digital Library. [Published online]. https://doi.org/10.1109/MLSD49919.2020.9247797.*
9. *Коваленко А.Г. Взаимосвязь задач потокораспределения и идентификации в гидравлических сетях // Известия АН СССР. Энергетика, 1998, № 6. С. 98–104.*
10. *Хачатуров В.Р., Соломатин А.Н., Скиба А.К. Моделирование разработки газовых месторождений // Труды МФТИ. – 2017. – Т. 9. – № 3. – С. 162–171.*
11. *Ашимов Н.С., Веселовский В.Е., Злотов А.В. и др. Инвестиционное планирование в регионе. – М.: ВЦ РАН, 2011. – 55 с.*
12. *Злотов А.В. Хачатуров В.Р. Коваленко А.Г. Методы решения динамической задачи планирования добычи, переработки, транспортировки и хранения нефти и нефтепродуктов // Нефть России. – 2020. – № 3–4. – С. 34–36.*

KEYWORDS: *regional programming, long-term planning, design of general development schemes, oil and gas producing region, oil and gas fields, discrete optimization methods, automated planning and design systems.*

РИС. 8. Схема транспорта дизтоплива от двух НПЗ

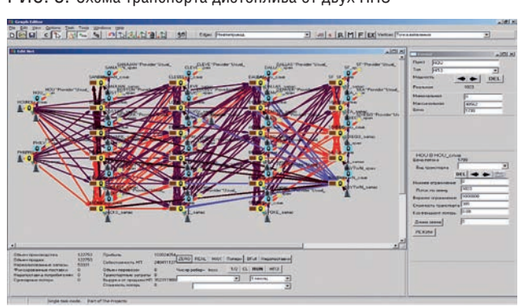
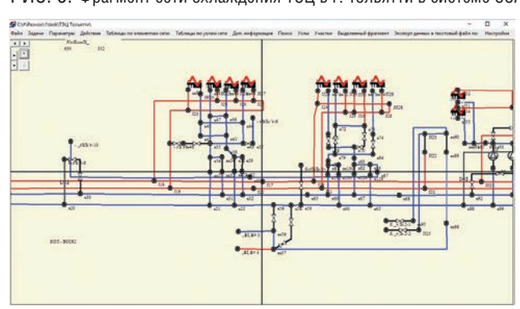


РИС. 9. Фрагмент сети охлаждения ТЭЦ в г. Тольятти в системе ССАГС



УДК 656: 004

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ РОБОТЫ

для мониторинга надежности и безопасности систем транспорта углеводородов

Земенкова Мария Юрьевна
доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», доцент, к.т.н.

Чижевская Елена Леонидовна
доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», доцент, к.т.н.

Земенков Юрий Дмитриевич
профессор, заведующий кафедрой «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», профессор, д.т.н.

Гладенко Алексей Анатольевич
профессор кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», профессор кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», профессор, д.т.н.

Шалай Виктор Владимирович
президент ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет», заведующий кафедрой «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология», профессор, д.т.н.

фото с сайта sibur.photas.ru

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА АСПЕКТАМ РЕАЛИЗАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННОЙ СТРАТЕГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ И ЦИФРОВИЗАЦИИ В СИСТЕМАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ, СВЯЗАННЫМ С РЕШЕНИЕМ ЗАДАЧ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ. НА КАФЕДРЕ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ ТЮМЕНСКОГО ИНДУСТРИАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА ПРОВОДЯТСЯ КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА. ПО ИТОГАМ РАБОТЫ РАЗРАБОТАНЫ КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ ОБОЛОЧКА И МЕТОДОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ РЕАЛИЗОВАТЬ ТЕХНОЛОГИЮ ОТКРЫТОГО ДИСТАНЦИОННОГО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ПРЕДИКТИВНОГО МОНИТОРИНГА НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ (ОПО) СИСТЕМ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

THE ARTICLE DEALS WITH ASPECTS OF IMPLEMENTATION OF STATE STRATEGY OF INTELLECTUALIZATION AND DIGITALIZATION AT THE SYSTEMS OF TRANSPORTATION AND STORAGE OF HYDROCARBON RESOURCES RELATED TO SOLVING PROBLEMS OF FORECASTING PARAMETERS OF RELIABILITY, SAFETY AND EMERGENCY PREVENTION. COMPLEX RESEARCH IN THE AREA OF DEVELOPING THE SYSTEMS OF MONITORING RELIABILITY AND SAFETY OF PIPELINE TRANSPORT ARE PERFORMED AT THE DEPARTMENT OF HYDROCARBON RESOURCE TRANSPORTATION OF TYUMEN INDUSTRIAL UNIVERSITY. ACCORDING TO THE RESULTS OF THE WORK, THE CONCEPTUAL COVER AND METHODOLOGICAL SUPPORT ALLOWING IMPLEMENTATION OF TECHNOLOGY OF OPEN DISTANT INTELLECTUAL PREDICTIVE MONITORING OF RELIABILITY AND SAFETY FOR HAZARDOUS INDUSTRIAL FACILITIES (HIFS) OF OIL AND GAS TRANSPORTATION SYSTEM HAVE BEEN DEVELOPED

Ключевые слова: *безопасность, надежность, мониторинг, искусственный интеллект, цифровизация, нефтепровод, газопровод.*

В связи с ростом мощностей и возрастом технологических объектов одной из важнейших задач, наряду с наращиванием производственных мощностей и развитием транспортных сетей, остается обеспечение надежности и безопасности опасных производственных объектов, которая нашла свое отражение в современных директивных документах. Вопросы нормативного государственного технического регулирования являются политическим фактором и в настоящее время решаются путем внедрения новых технологических регламентов, стандартов и требований, документов директивного характера.

Как свидетельствуют публикации в области обеспечения безопасности опасных производственных объектов [2–5], актуальной проблемой становится создание технологии открытого дистанционного интеллектуального мониторинга безопасности, предупреждения техногенных событий и чрезвычайных ситуаций, отвечающей последним требованиям «Основ государственной политики РФ в области промышленной безопасности (ПБ) до 2025 года и дальнейшую перспективу» (Указ Президента № 198 от 6.05.2018г.) и Национальной программы (утв. Президиумом Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам, протокол от 04.06.2019 №7).

ФАКТЫ

Информационные технологии

позволяют реализовать стратегию цифровизации процессов, управлять техническим состоянием и надежностью объектов, а также безопасностью, предупреждая аварийные ситуации

Технологические вызовы и методологическая база

Методологическое обеспечение и концептуальная оболочка такой системы разработана на кафедре «Транспорта углеводородных ресурсов» Тюменского индустриального университета [6–10 и др.]. С научной точки зрения, технология мониторинга основана на последних достижениях и возможностях интеллектуального нейросетевого системного анализа данных. При этом новая методология имеет универсальную основу, основные ее положения могут быть реализованы на технологических объектах с различными схемами, оборудованием, транспортируемой средой. Особенности такой методологии предусматривают применение достаточно сложной математической и алгоритмической базы, поэтому в рамках данной работы рассмотрим только некоторые аспекты разработанной системы.

С функциональной точки зрения, в авторской системе мониторинга реализованы возможности оценки и прогнозирования параметров безопасности с учетом свойств надежности технических систем, параметров процессов и систем, потоков угроз безопасности. Принципиально важной функцией является мониторинг и идентификация техногенных событий любых уровней опасности с учетом фактического состояния систем и характеристик надежности оборудования и сооружений. В итоге на технологическом объекте создается система онлайнпредупреждения инцидентов и аварий в реальном времени, способная обеспечить безопасную эксплуатацию современных транспортных магистралей и комплексов хранения углеводородов с соблюдением всех требований.

Таким образом, при решении вопросов обеспечения безопасности ОПО систем транспорта нефти и газа

РИС. 1. Функциональная структура системы многоуровневого модульного геотехнического мониторинга ТС (трубопроводной системы)

управляемой является целая система факторов [6, 7], устранение негативного влияния которых связано с разработкой:

1. методологии и созданием систем поддержки принятия решений для оперативного управления безопасностью;
2. единой методологии систем мониторинга безопасности в режиме реального времени, в т.ч. методик многофакторной оценки безопасности;
3. современных методов и технологий по планированию в системе технического обслуживания и ремонта;
4. созданием концептуальной системы «прозрачного» онлайнмониторинга безопасности производственных объектов.

Информационные технологии последнего поколения позволяют реализовать не только стратегию цифровизации процессов, но и осуществлять две ключевые задачи – управление техническим состоянием и надежностью объектов и управление безопасностью, предупреждая аварийные ситуации.

ФАКТЫ

CI-TREMS

система, базирующаяся на теории нейросетевого программирования, теории надежности, системного анализа, статистики и вероятностей. Этапы разработки системы предусматривают индивидуальную работу с каждым техническим объектом и конкретными проблемами мониторинга

Причем первоочередному решению подлежат проблемы, связанные с созданием встроенной онлайн-системыпредиктивного мониторинга безопасности и надежности. Стоит отметить, что разработка таких технологий необходима как эксплуатирующим предприятиям, так и государственным надзорным органам в сфере технологической и экологической безопасности.

Таким образом, предложена принципиально новая технология интеллектуального нейросетевого инжинирингового контроля, прогнозирования и предупреждения нештатных ситуаций, инцидентов, аварий и обеспечения эффективности технических решений при управлении процессами ОПО.

Особенностью разработанной оболочки интеллектуального технологического менеджмента надежности, эффективности, безопасности нефтегазовых систем (collaborative intellectual technological reliability, efficiency and safety management oil and gas systems (CI-TREMS) является то, что на ее основе представляется возможным проводить комплексную оценку и выработку управленческих решений на основании всех известных об объекте данных и оптимизировать параметры управленческих решений.

Система CI-TREMS базируется на теории нейросетевого программирования, теории надежности, системного анализа, статистики и вероятностей и других. Теоретические и практические этапы разработки CI-TREMS предусматривают индивидуальную работу с каждым техническим объектом и конкретными проблемами мониторинга

Важно отметить, что структура оболочки может быть синхронизирована с организационной структурой предприятия и иметь особенности в соответствии с технической политикой и требованиями надзорных органов. Структура разработанной системы мониторинга модульная, автоматизированная, предусматривает программный модуль для регистрации событий, проводимых работ и замен узлов оборудования (рис. 1).

Современное инструментальное обеспечение для таких систем может быть различным. Для трубопроводов с большими сроками эксплуатации оно ограничивается стандартной системой периодического диагностирования, а на относительно новых объектах возможно использование интеллектуальных вставок, оптоволоконных технологий с функцией анализа теплофизических параметров и деформаций. Комплексная система мониторинга состояния технологического оборудования (агрегатов, емкостей, резервуаров, реакторов, трубопроводов и др.) должна реализовывать в режиме реального времени функцию параметрического контроля процессов, результаты диагностических мероприятий, результаты спутникового, визуального мониторинга с целью обеспечения минимальной вероятности ошибки распознавания инцидентов.

Достоинством такой конструкции созданной оболочки CI-TREMS является открытость, доступность и «прозрачность», а мониторинг безопасности может быть использован как одна из технологий снижения рисков. Несомненно, база данных должна быть доступна для анализа различными организациями и методиками, развиваться и дополняться. Это особенно важно для решения стратегических задач эксплуатации промышленных объектов, что отмечено в большинстве нормативных документов.

Предложенная система интеллектуального технологического менеджмента безопасности реализует базовые функции, такие как: комплексная паспортизация; ведение базы данных; параметрический контроль; математический анализ данных; геомониторинг; прогнозирование ситуаций, событий, параметров; ранжирование показателей, объектов, событий, решений; поддержка принятия решений по техническому обслуживанию, ремонту, перевооружению (планирование) и др.

Технологии искусственного интеллекта

Как следует из «Национальной стратегии развития искусственного интеллекта на период до 2030 года» (Указ Президента РФ от 10 октября 2019 г. № 490), в результате использования графических процессоров и распределенных архитектур вычислительных систем, стало доступным широкое применение машинного обучения и интеллектуальных систем, применение которых целесообразно для решения различных промышленных задач.

Искусственный интеллект [3] – комплекс технологических решений, позволяющий имитировать когнитивные функции человека (включая самообучение и поиск решений без заранее заданного алгоритма) и получать при выполнении конкретных задач результаты, сопоставимые как минимум с результатами интеллектуальной деятельности человека. Комплекс технологических решений включает в себя информационно-коммуникационную инфраструктуру, программное обеспечение (в том числе с использованием методов машинного обучения), процессы и сервисы по обработке данных и поиску решений [3].

ФАКТЫ

ИИ

это комплекс технологических решений, позволяющий имитировать когнитивные функции человека и получать результаты, сопоставимые с результатами интеллектуальной деятельности человека

Комплекс

технологических решений включает информационно-коммуникационную инфраструктуру, программное обеспечение, процессы и сервисы по обработке данных и поиску решений

Собственные результаты исследования показали, что интеллектуальный мониторинг безопасности может быть реализован с использованием 8 основных групп операций: 1) формирование исходных баз данных; 2) расчет критериев безопасности по физико-техническим признакам; 3) расчет критериев безопасности параметров состояний систем стохастическими методами; 4) интеллектуальная идентификация состояний на основании системы входных критериев безопасности; 5) прогнозирование показателей безопасности (временных рядов) и техногенных событий; 6) оценка нейросетевого показателя безопасности; 7) обучение и принятие решений с подкреплением (марковские модели принятия решений); 8) интеллектуальный анализ модифицированных баз данных: извлечение признаков входных критериев и ранжирование по важности. Разработанная авторами методология подразумевает применение сложного математического аппарата анализа данных для каждой группы операций. Важное значение при постановке модели имеет обоснование архитектуры сети. Базовая архитектура определяется количеством входных и выходных нейронов и сложностью модели, которая в дальнейшем уточняется на основании точности результатов моделирования. В качестве примера схематичное изображение многослойного перцептрона для решения задач мониторинга безопасности представлено на рис. 2.

РИС. 2. Пример универсальной модели нейронной сети на базе многослойного перцептрона для интеллектуального мониторинга безопасности ОПО

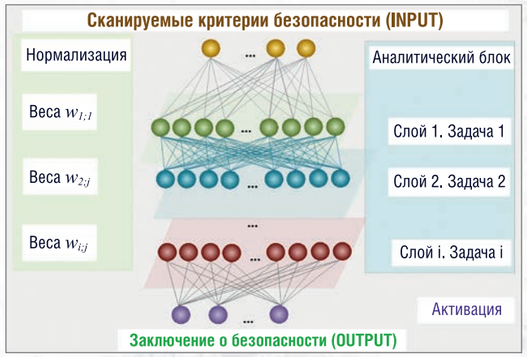
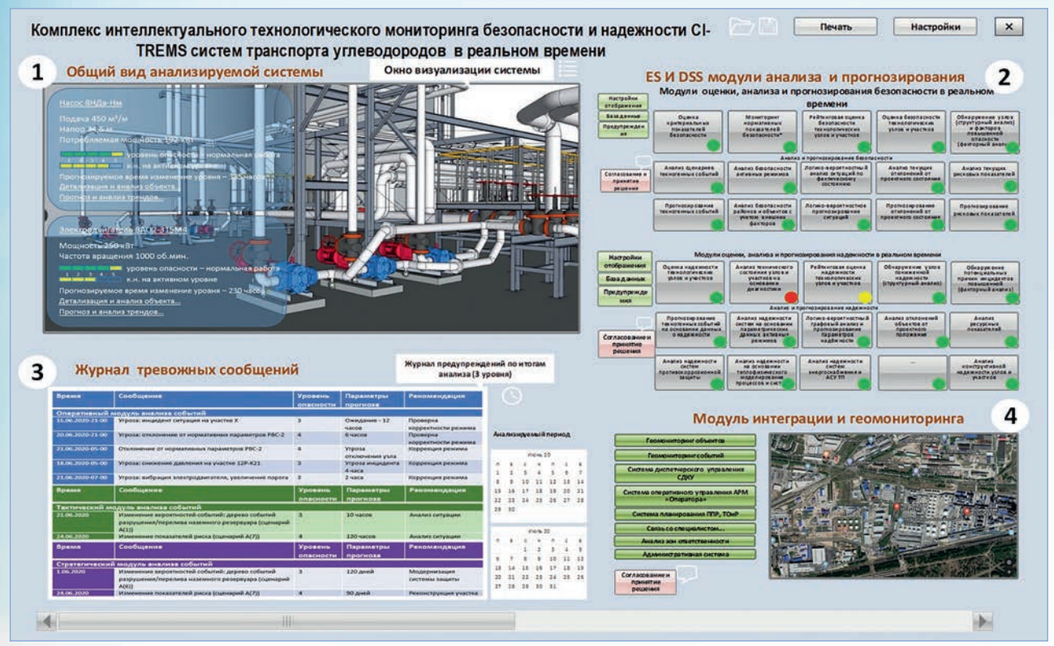


РИС. 3. Визуализация модели оболочки системы мониторинга безопасности в виде экранной формы: 1 – визуализация узла с оборудованием; 2 – модули системы, функционирующие в реальном времени; 3 – окно оперативных сообщений оператору системы мониторинга безопасности на временных уровнях реагирования: оперативный, тактический, стратегический; 4 – модули геомониторинга и интеграции с системами СДКУ, АРМ и службами ТОиР



Визуализация и управление процессами

Модули системы мониторинга безопасности имеют простую визуализацию, основанную на сложных моделях и трендах, позволяющую оператору, технологу по безопасности принимать решения для снижения рисков и вероятности аварий. Примеры визуализации моделей оболочки системы мониторинга безопасности, построенных на основании экспертных систем, представлены на рис. 3.

Выводы

Таким образом, создаваемый современный методологический комплекс и концептуальная оболочка CI-TREMS с применением последних достижений системного анализа и интеллектуальных технологий анализа данных, информационных технологий c-MES и EAM, расширяют возможности для реализации предиктивного оперативного мониторинга техногенных событий, внештатных ситуаций, инцидентов, аварий, чрезвычайных ситуаций и параметров безопасности технологических процессов ОПО.

Кроме того, разрабатываемая технология позволяет вывести мониторинг надежности и безопасности на новый технологических уровень, установленный национальной стратегией развития искусственного интеллекта, и реализовать ноосферный подход к промышленному развитию. ●

Литература

1. *Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (утв. расп. Правительства РФ от 9.06.2020 года № 1523-р). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/565068231.*
2. *Махутов Н.А., Черепанов А.П., Лисанов М.В. Задачи разработки и реализации системы управления промышленной безопасностью предприятия при эксплуатации технических устройств // Безопасность труда в промышленности. – 2021. – № 2. – С. 15–19. DOI: 10.24000/0409-2961-2021-2-15-19.*
3. *Национальная стратегия развития искусственного интеллекта на период до 2030 года (Утв. Указом Президента Российской Федерации от 10 октября 2019 г. № 490) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72738946/*
4. *Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность трубопроводного транспорта // И.И. Мазур, О.М. Иванцов, С.П. Ансов и др. – Москва: Издательство «Знание». – 2002. – 752 с.*
5. *Безопасность россии. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность средств хранения и транспорта энергоресурсов // О.Е. Аксютин, А.А. Александров, А.В. Алешин – Москва: Международный гуманитарный общественный фонд «Знание» им. академика К.В. Фролова. – 2019. – 928 с.*
6. *Земенкова М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов. –Тюмень: ТИУ. – 2019. – 397 с.*
7. *Земенкова М.Ю. Системный анализ и технологический мониторинг надежности и безопасности при транспорте и хранении углеводородов. – Тюмень: ТИУ. – 2017. – 252 с.*
8. *Real time intelligent technological control of reliability and efficiency in the systems of carbon transportation // Zemenkova M., Alexandrov M., Zemenkov Y., Gladenko A. / В сборнике: AIP Conference Proceedings. – 2019. – 050021. DOI: 10.1063/1.5122164.*
9. *Zemenkova, M.Y. Intellectual control of dangerous states of the facilities of main hydrocarbon transport systems in adaptive expert systems // В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – 032087. DOI: 10.1088/1755-1315/272/3/032087.*
10. *Zemenkova, M.Y., Gladenko, A.A., Zemenkov, Y.D. Innovative intelligent technologies for predictive reliability and risk management in oil and gas transport and storage systems // AIP Conference Proceedings. – 2020. – 2285. DOI: 10.1063/5.0029598.*

KEYWORDS: *security, reliability, monitoring, artificial intelligence, digitalization, oil pipeline, gas pipeline.*

Отдых с особым статусом!

Ощущение свободы и легкости, тонкий вкус, стиль, хорошие манеры - именно эту атмосферу мы создаем для своих гостей.

M`ISTRA`L HOTEL & SPA расположен на берегу Истринского водохранилища в окружении леса и ухоженных парковых зон. Великолепная природа, чистейший воздух, отличный сервис - все это создает условия для восстановления сил и наслаждения жизнью.

Велнес-клиника предложит Вам уникальные программы омоложения, очищения и авторские программы СПА-процедур. 25-метровый бассейн, термальная зона с живописными видами, тренажерные залы, прокат техники и инвентаря для активного отдыха добавят вам позитивной энергии. Роскошные номера и рестораны высокой кухни не оставят никого равнодушным. Яркие анимационные программы скрасят досуг как взрослым, так и детям.

M`ISTRA`L HOTEL & SPA - место, где нет забот!

143513, Московская область, г. Истра, д.Рождествено,
Территория Строй Капитал, здание 1
+7 (495) 994-40-00
www.m-istra-l.ru

ЦИФРОВОЙ АНАЛИЗ КЕРНА

в задачах проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений

Динариев Олег Юрьевич
Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже, научный советник, к.ф.-м.н.

Абашкин Владимир Викторович
Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже, руководитель проекта, к.ф.-м.н.

Евсеев Николай Вячеславович
Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже, старший научный сотрудник

Стукан Михаил Реональдович
Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже, начальник исследовательского отдела, к.ф.-м.н.

Хан Владимир Константинович
Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже, руководитель научного отдела

Якимчук Иван Викторович
Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже, начальник исследовательского отдела, к.ф.-м.н.

УДК 550.822; 004

ПРЕДСТАВЛЕН ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЙ СОВРЕМЕННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЦИФРОВОГО АНАЛИЗА КЕРНА НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ. ОПИСАНЫ ВОЗМОЖНОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА ЦИФРОВОГО АНАЛИЗА КЕРНА КАК РАСШИРЕНИЯ И ДОПОЛНЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ. ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ НА ПОРОВОМ УРОВНЕ

THE REVIEW OF MODERN DIGITAL ROCK ANALYSIS TECHNOLOGY AT DIFFERENT STAGES OF DEVELOPMENT PLANNING FOR THE FIELDS OF FLUID HYDROCARBONS IS PRESENTED. CAPABILITIES AND ADVANTAGES OF THE DIGITAL ROCK ANALYSIS BEING CONSIDERED AS EXTENSION AND ADDITION TO LABORATORY STUDIES ARE DESCRIBED. SEVERAL EXAMPLES OF PORE-SCALE COMPUTATIONS FOR RESERVOIR SYSTEMS ARE GIVEN

Ключевые слова: *цифровой анализ керна, проектирование разработки, расчеты на поровом уровне.*

Современный этап развития средств и методов разработки месторождений жидких углеводородов сопровождается взаимосвязанными тенденциями к росту детальности описания геологических и гидродинамических моделей на основе высокопроизводительных вычислительных систем и повсеместному внедрению цифровых подходов для принятия решений на всех технологических этапах. Процесс цифровизации затронул все аспекты информационного обеспечения проектирования разработки, включая получение и последующее использование результатов исследований керна.

В настоящей статье дан обзор нового и быстро развивающегося комплекса цифровых технологий для исследования коллекторов нефти и газа, которые объединяются общим понятием «цифровой анализ керна». В связи с тем, что различные коллективы вкладывают разное содержание в это понятие, целесообразно уточнить, что конкретно под этим подразумевается.

Цифровой анализ керна (ЦАК) – комплекс экспериментальных и вычислительных средств исследования пород-коллекторов нефти и газа для определения физико-химических и гидродинамических характеристик на поровом уровне. ЦАК включает три составляющие:

- построение трехмерной цифровой модели породы высокого разрешения и исследование ее геометрических и минералогических свойств;
- создание цифровых моделей поведения пластовых флюидов на микроуровне, включая взаимодействие «флюид-флюид» и «флюид-порода»;
- расчет гидродинамических и петрофизических свойств посредством численного моделирования на поровом уровне.

Рассмотрим эти три части более детально. Первым этапом ЦАК является

построение цифровой модели образца горной породы, которая должна с нужной детальностью отражать свойства изучаемой породы. В первую очередь речь идет о геометрии минерального скелета и пустотного пространства. Очевидно, что искажение геометрии может приводить к существенным ошибкам в определении свойств пористой среды, например фильтрационно-емкостных. За прошедшую пару десятилетий основным методом построения цифровой модели керна стало получение трехмерного изображения внутренней структуры образца с последующим выделением геометрии пустотного пространства путем цифровой обработки методами машинного зрения. В подавляющем большинстве работ для получения изображения используется метод рентгеновской микротомографии (рис. 1).

ФАКТЫ

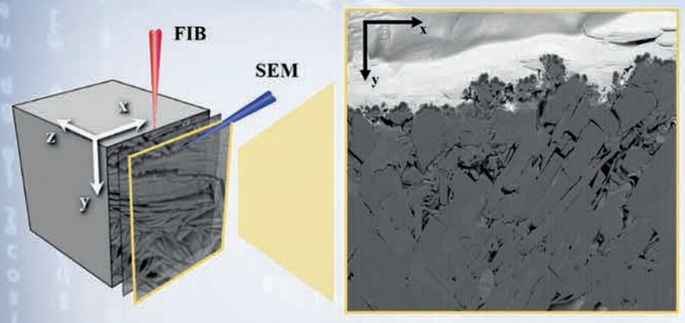
ЦАК

это комплекс экспериментальных и вычислительных средств исследования пород-коллекторов нефти и газа для определения физико-химических и гидродинамических характеристик на поровом уровне

Метод оказался достаточно уникальным с точки зрения доступности, просвечивающей способности, трехмерного пространственного разрешения на уровне единиц микрон, а иногда и десятых долей, и при этом допустимо сканирование образца без его разрушения. В зависимости от масштаба исследуемой проблемы используются также и другие методы. Так, изучение систем с пространственным разрешением 10–50 нм осуществляют с помощью метода растровой электронной микроскопии

РИС. 1. Принципиальная схема микротомографического эксперимента

РИС. 2. Принципиальная схема эксперимента FIB-SEM (слева) и пример одного 2D-слоя из 3D-стека (справа)



с фокусированным ионным пучком (ФИП-РЭМ или FIB-SEM, focused ion beam – scanning electron microscopy, рис. 2).

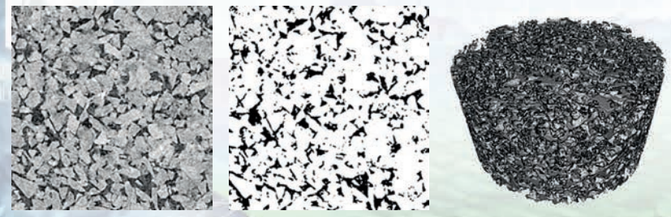
Более крупномасштабные задачи (например, моделирование на полноразмерном керне) могут быть решены с помощью изображений медицинской или промышленной компьютерной томографии с разрешением более 100 мкм. Здесь мы кратко рассмотрим лишь процедуру создания модели по данным рентгеновской микротомографии. Результатом микротомографической съемки и процедуры реконструкции является трехмерное распределение локальных коэффициентов ослабления рентгеновского излучения, которые в первую очередь зависят от энергии пучка, массовой плотности и химического состава породы в точке. Само восстановленное распределение коэффициентов поглощения в образце горной породы еще не является цифровой моделью. Для того, чтобы трехмерное микротомографическое изображение могло служить моделью для численных расчетов, необходимо провести процедуру его сегментации. В ходе сегментации всем элементам изображения (вокселям) присваивается определенный атрибут (номер сегмента), объединяющий воксели в подклассы, соответствующие областям с близкими свойствами.

ФАКТЫ

3D
изображения
внутренней структуры образца горной породы могут быть получены с высочайшим пространственным разрешением вплоть до 5–10 нм

РИС. 3. Этапы построения цифровой модели керна по данным рентгеновской томографии: (слева) область 2D-слоя реконструированного 3D-изображения; (по центру) эта же область после бинаризации всего 3D-изображения; (справа) построенная 3D-модель образца керна

Построение модели



Реконструкция | Сегментация | 3D-модель

Например, для расчета абсолютной проницаемости мономинеральной пористой среды достаточно выделить две подгруппы – «поры» и «минеральная матрица» (рис. 3).

Наиболее простым и быстрым способом сегментации изображений является метод глобального порога. В случае сегментации на два класса (бинаризация) его суть сводится к тому, что все воксели, значение в которых меньше некоторого порога, приобретают одно значение (например, «0»), а остальные воксели – другое (например, «1»). Применимость такого подхода ограничена случаями высокого контраста между интересующими фазами. Кроме того, отождествление каждого элемента изображения поре либо минеральному скелету обоснованно лишь в условиях достаточно высокого пространственного разрешения, при котором большинство вокселей соответствуют однородным объемам, т.е. содержат внутри лишь одну из фаз. Существуют и более сложные адаптивные локальные алгоритмы бинаризации (сегментации), включая ряд алгоритмов, основанных на машинном обучении.

Как уже было упомянуто выше, бинарная модель применима в случае достаточного пространственного разрешения, а также при отсутствии необходимости картирования дополнительных свойств образца помимо геометрии. В ряде задач эти условия не выполняются. В таких случаях решается более общая задача классификации изображения. Простейшим примером является выделение областей (частично) неразрешенной пористости. В дополнение к значениям в вокселях изображения анализируются локальные текстурные особенности, что позволяет построить цифровую модель с тремя классами областей: области с разрешенной и неразрешенной пористостями, а также полностью непроницаемые зоны. Другим примером небинарных цифровых моделей может служить трехмерная минеральная модель. В компании Шлюмберже применяется подход совместного анализа

РИС. 4. Пример построения многоклассовой цифровой модели керна: (слева) 2D-слой микротомографического 3D-изображения; (по центру) пространственно соответствующая ему 2D-карта минералов; (справа) построенное 3D-распределение минералов

данных рентгеновской микротомографии и электронной микроскопии с рентгеновским энерго-дисперсионным анализом. В этом случае двумерная минеральная карта, полученная на электронном микроскопе, используется в качестве истинной разметки соответствующего слоя микротомографического изображения того же образца. Далее специальный алгоритм, основанный на глубоких нейронных сетях, позволяет построить трехмерное распределение минералов в образце горной породы (рис. 4).

Ввиду технических ограничений работы современной аппаратуры, используемой при построении цифровой модели образца горной породы, физические размеры такого образца («мини-керна») редко превышают 10–20 мм. Поэтому удачный отбор репрезентативной коллекции образцов при ограниченном бюджете является нетривиальной задачей. Разработаны технологические решения, предназначенные для решения этой задачи путем автоматизированного описания имеющихся керновых данных. Помимо предсказывающих моделей, позволяющих классифицировать литотипы и прогнозировать петрофизические свойства породы, методика предусматривает формирование наборов кривых с заданным шагом по глубине, содержащих как информацию об исходных фотографиях керна, так и производную информацию, полученную в результате обработки изображений. Наличие таких кривых предполагает возможность использования информации, полученной с фотографий керна на разных этапах обработки и интерпретации геолого-геофизических данных. Предсказывающие модели обучают на ограниченном наборе изображений керна. После обучения модель обобщает петрофизические свойства и описания на объекты исследования, не участвовавшие в построении модели.
На рис. 5 представлена общая схема обработки и анализа фотографий керна, включающая этапы первичной обработки изображений для формирования кривых-предикторов, а также шаги, необходимые для решения прикладных задач.

ФАКТЫ

1 млрд ячеек
– типичный размер цифровой модели керна

Второй составляющей ЦАК является формирование цифровых моделей пластовых флюидов для описания гидродинамических, физических и химических процессов на поровом уровне.

РИС. 5. Схема автоматической процедуры обработки изображения керна

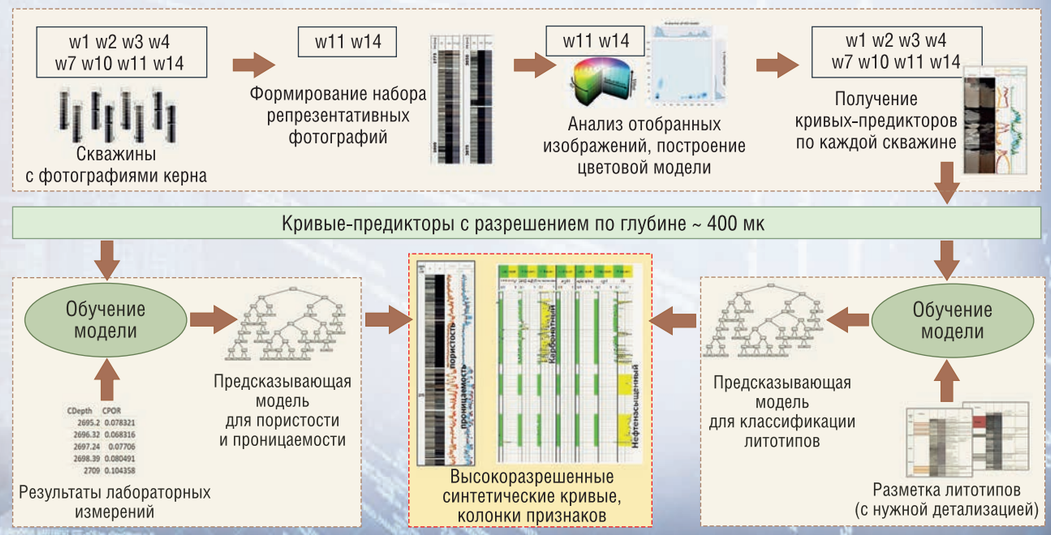


ТАБЛИЦА 1. Современные возможности программного комплекса DHD

Существующие опции	Физика явления	Технологические приложения
1, 2- и 3-фазные течения	Многофазная композиционная гидродинамика	Фазовые проницаемости, КИН
Реологические модели	Вязкие, нелинейно-вязкие, вязкопластичные, вязкоупругие среды	Полимерные растворы, МУН
Фазовые равновесия и фазовые переходы	Динамика многофазных систем «газ-жидкость», «жидкость-жидкость», «жидкость-твердое тело»	Газоконденсаты, летучие нефти, газогидраты, растворители, выпадение/растворение солей
Поверхностные свойства породы	Смачиваемость, адсорбция	Фазовые проницаемости, КИН, ОПЗ
ПАВ	Уменьшение поверхностного натяжения + адсорбция, микроэмульсии	МУН
Многофазные смеси с упругими фазами	Перенос частиц в потоке жидкости	Кольматация, вынос песка
Тепловые эффекты	Неизотермическая гидродинамика, термокапиллярные явления	Термические МУН
Химические реакции	Химическое взаимодействие раствора с породой	Химические ОПЗ
Перенос флюида в наноразмерных порах	Осмос, расклинивающее давление, электрокинетика, капиллярная конденсация	МУН в плотных коллекторах
Сопротивление и диэлектрическая проницаемость	Перенос электрического заряда и поляризация	Интерпретация ГИС
Ядерный магнитный резонанс	Динамика магнитных моментов протонов	Интерпретация ГИС
Геомеханика	Напряжения и деформации в насыщенной породе	Расчет матрицы жесткости

Объем и содержание этих моделей определяются конкретными задачами, которые должны решаться с помощью ЦАК в данных проектах, и уровнем детализации при описании рассматриваемых процессов и явлений. Так, в компании Шлюмберже для моделирования явлений в порах используется теория функционала плотности, когда энергия Гельмгольца или энтропия пластовой системы явным образом представляется в виде функционала, зависящего от трехмерных полей химических компонентов поровых флюидов. Естественно, что важнейшей частью цифровой модели пластового флюида является аналитическое выражение этого функционала. Далее, необходимо иметь параметры динамических процессов: коэффициенты вязкости, коэффициенты диффузии и проч. В целом формирование цифровых моделей флюидов можно представить в виде совокупности следующих действий: а) лабораторных исследований физико-химических, термодинамических, реологических свойств пластовых флюидов и агентов воздействия, б) лабораторных исследований взаимодействия пластовых флюидов и агентов воздействия с породами месторождения, в) анализа, обработки и преобразования лабораторных данных в цифровой формат, соответствующий используемым программам численного моделирования гидродинамических и петрофизических процессов.

После построения цифровых моделей породы и флюидов ЦАК предоставляет возможность расчета гидродинамических и петрофизических характеристик посредством численного моделирования на поровом уровне. В компании Шлюмберже для решения этих задач используется программный комплекс DHD (DirectHydroDynamics).

ФАКТЫ

DHD

– это композиционный многофазный гидродинамический симулятор, основанный на методе функционала плотности в гидродинамике

DHD является композиционным многофазным гидродинамическим симулятором, основанным на методе функционала плотности в гидродинамике [1]. Создание DHD имеет длительную историю: начало было положено еще в 1995 году, когда были сформулированы основные теоретические положения описания процессов в порах, реализованные впоследствии в численных моделях. За более чем 25 лет развития была проделана большая работа по численным реализациям различных процессов в порах горных пород, сопровождавшаяся тщательным тестированием и валидацией проводимых расчетов [2]. Современные возможности программного комплекса DHD отражены в таблице 1. Необходимо подчеркнуть, что несмотря на широкий

ТАБЛИЦА 2. Применение ЦАК на разных этапах проектирования разработки месторождений

Этапы проектирования	Возможные применения
Создание базы данных постоянно действующей геолого-технологической модели	Систематизация и сохранение результатов томографии и численных расчетов
Построение цифровой геологической модели, подсчет запасов	Расширение информационной базы интерпретации геофизических исследований скважин
Построение цифровой гидродинамической модели	Уточнение фильтрационно-емкостных свойств
Выбор варианта разработки	Подбор и оптимизация метода воздействия на пласт с учетом эффективности на микроуровне
Планирование ОПЗ	Оптимизация вариантов химической обработки призабойной зоны

диапазон физических ситуаций, охватываемых программным комплексом DHD, используемый подход к описанию этих ситуаций является универсальным. Это означает, что для всех процессов работает одно и то же расчетное ядро с подключением специфических термодинамических и реологических модулей. Также следует отметить, возможности моделирования на поровом уровне соответствуют требованиям по детальности описания пластовых процессов при разработке месторождений жидких углеводородов, т.к. включают возможность учета детального состава фаз (нефти, газа, воды), капиллярного давления, реологии, смачиваемости (гидрофильной, гидрофобной, смешанной), фазовых переходов для газоконденсатов и летучих нефтей.

ЦАК не является заменой лабораторных исследований керна, но позволяет существенно расширить и дополнить лабораторную информацию за счет численных экспериментов. Возможные применения ЦАК на разных этапах проектирования разработки месторождений жидких углеводородов представлены в таблице 2. Отметим также некоторые ключевые преимущества использования ЦАК:

1) Расширение и дополнение возможностей лабораторных исследований за счет многократных цифровых экспериментов без изменения объектов исследования:

- сравнительный анализ эффективности агентов МУН в одинаковых условиях,
- оптимизация воздействия на пласт на поровом уровне,
- минимизация расхода кернового материала,
- экономия ресурсов (пример: получение ОФП в 10–50 раз быстрее).

2) Повышение информативности керновых исследований:

- распределение флюидов в порах при гидродинамических и петрофизических исследованиях,
- расширение программы исследований за счет цифровых экспериментов,
- влияние литологических особенностей поровой структуры на нефтеотдачу.

ФАКТЫ

Многомасштабная модель

применяется для моделирования свойств гетерогенных пород с разномасштабными структурными элементами и является вариантом «апскейлинга», решая задачу переноса результатов моделирования с меньших масштабов на большие

3) Исследование пластовых процессов, не реализуемых в лабораторных условиях:

- низкопроницаемые породы,
- слабосцементированные коллекторы,
- возможность задания пластовых условий и реальных свойств флюидов,
- возможность расчета насыщенности в геологических условиях.

Рассмотрим несколько конкретных примеров применения ЦАК.

Пример 1. Создание остаточной водонасыщенности является первым шагом большинства более сложных сценариев моделирования. В лаборатории остаточная водонасыщенность обычно создается путем дренажа углеводородной фазы, либо путем центрифугирования. При численном моделировании возможно воспроизвести оба этих подхода. Дополнительно моделирование позволяет создавать распределение фаз, лучше соответствующее геологическим условиям путем нахождения глобального минимума энергии Гельмгольца. На рис. 6 показано распределение фаз воды и нефти, полученное при помощи численного моделирования дренажа на цифровой модели гидрофильного песчаника с пористостью около 22 % и проницаемостью около 100 мД. Размеры модели 6 мм × 3,6 мм × 3,6 мм при пространственном разрешении 2,4 мкм/вокс. Таким образом, модель содержит 2500 × 1500 × 1500 ячеек. Полученная величина остаточной

водонасыщенности в данном случае около 74 %. В отличие от эксперимента, цифровая модель керна дает не только интегральную величину насыщенности, но и позволяет непосредственно увидеть равновесное распределение фаз в порах. Привлечение современных высокопроизводительных вычислительных систем на базе графических ускорителей позволяет производить моделирование подобных задач не более чем за 1–2 суток, а при меньших размерах моделей и за несколько часов.

Пример 2. Использование бинарных цифровых моделей керна типа «пора-порода» бывает недостаточно при моделировании объектов, содержащих пространственные элементы на различных масштабах, например, микропористость с одной стороны и каверны с другой. В этом случае необходимо прибегать к построению так называемых многомасштабных моделей, в которых крупные поры и каверны явно разрешены при томографировании на относительно низком пространственном разрешении (микроны на воксель), в то время как элементы, содержащие микропористость, изучаются отдельно при помощи более высокоразрешающих средств томографии, таких как ФИП-РЭМ, позволяющих получать разрешение до нескольких нанометров на воксель. Изученные путем прямого численного моделирования микропористые элементы в многомасштабной модели заменяются блоками с эффективными характеристиками – пористость, проницаемость, кривая капиллярного давления, фазовые проницаемости. Моделирование на многомасштабной модели выполняется сквозным образом, при этом в разрешенной части пор решаются гидродинамические уравнения, а в неразрешенной части – уравнения типа фильтрации. Оба типа уравнений «склеиваются» с помощью корректно построенных граничных условий так, что может быть получено их совместное решение. Такой подход по своей сути является вариантом «апскейлинга» и решает важную задачу о переносе результатов моделирования с меньших масштабов на большие. Кроме того, он позволяет выполнять моделирование на более грубых пространственных разрешениях при условии выполнения соответствующих ограничений по точности.
На рис. 7 приведен пример моделирования вытеснения нефти водой на подобной многомасштабной модели образца карбонатного керна с присутствием крупных каверн, пористость модели 18 %, проницаемость 26 мД. Размеры модели: 5,7 мм × 2,88 мм × 2,88 м при пространственном разрешении 19,2 мкм/воксель (300 × 150 × 150 ячеек). Техническая сложность моделирования на многомасштабных моделях ненамного превышает сложность расчетов на обычных бинарных моделях, поэтому, с учетом относительно небольшого числа ячеек, расчет такого типа требует несколько часов машинного времени на высокопроизводительной системе.

Пример 3. Многие процессы, связанные со сложными флюидами и многофазными системами, в принципе трудны для исследования лабораторными методами, однако могут быть промоделированы численно. В качестве примера на рис. 8 показаны результаты моделирования вытеснения нефти при закачке газа в присутствии подвижной воды. Такая система является трехфазной, при этом происходит частичное смешение нефти и газа в районе их контакта. Моделирование позволяет непосредственно увидеть, как распространяется газовый фронт, из каких пор и в каком порядке происходит вытеснение нефти, где начинается прорыв газа. Модель построена для случая гидрофильного песчаника с пористостью около 25 % и проницаемостью около 250 мД. Размеры модели: 1,6 мм × 1,6 мм × 1,6 мм при пространственном разрешении около 2,6 мкм/вокс (600^3 ячеек). Расчеты такого типа несколько сложнее, чем представленные в примерах 1 и 2, а также требуют большего количества исходной информации о свойствах флюидов.
Однако в силу уникальности получаемой информации они являются важным дополнением лабораторных исследований керна. Длительность расчетов такого типа обычно составляет несколько суток машинного времени.

Пример 4. Метод ЦАК является особенно полезным для задач, решение которых с использованием стандартных лабораторных методов

ФАКТЫ

2 суток

– типичный максимальный отрезок времени, за который производится моделирование с привлечением современных высокопроизводительных систем на базе графических ускорителей

РИС. 6. Распределение воды и нефти при остаточной водонасыщенности на цифровой модели песчаника. Вода показана полупрозрачным голубым цветом, нефть – красным, скелет модели не показан. Размер модели 2500 × 1500 × 1500 ячеек (6 мм × 3,6 мм × 3,6 мм)

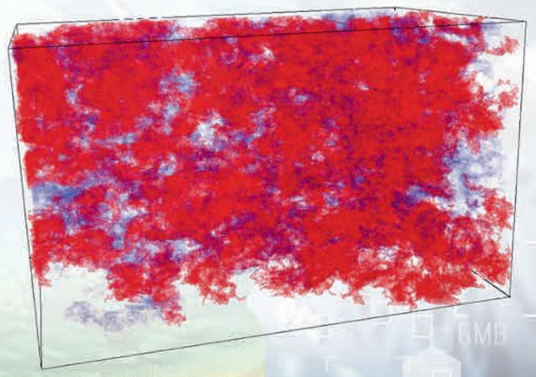


РИС. 7. Распределение воды и нефти в процессе моделирования вытеснения нефти водой на многомасштабной модели. Вода показана синим цветом, нефть – красным. Промежуточные цвета наблюдаются в ячейках «матрицы» и соответствуют различным значениям насыщенности фаз

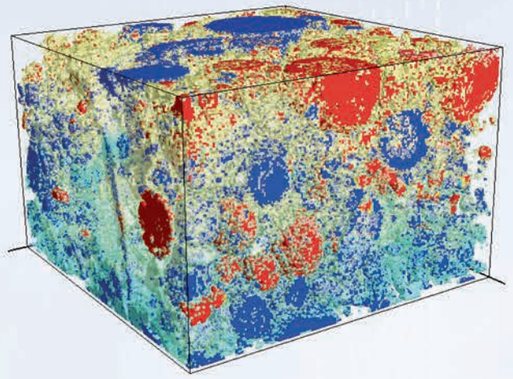
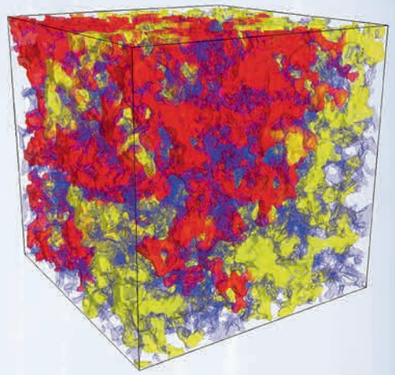


РИС. 8. Распределение воды, нефти и газа в порах цифровой модели керна при моделировании вытеснения нефти закачкой газа. Вода показана полупрозрачным синим цветом, нефть – красным, газ – желтым, скелет породы не показан. Промежуточные цвета наблюдаются в зонах частичного смешения фаз



сопровождается необратимым изменением свойств образцов, а то и их разрушением. К наиболее ярким примерам таких задач можно отнести задачу оптимизации параметров кислотной обработки скважин.

Кислотная обработка является достаточно распространенным методом интенсификации добычи и особенно успешно применяется в карбонатных коллекторах. При этом результат обработки критически зависит, как от состава закачиваемой кислоты, так и от режима закачки, при этом оптимальные параметры полностью определяются геологическими и литологическими особенностями конкретного пласта. Как следствие, каждой обработке обычно предшествует моделирование с использованием соответствующих программных пакетов, входные данные для которых, в свою очередь, получаются в ходе лабораторных экспериментов на репрезентативных образцах породы с конкретной скважины, либо берутся на основе информации о скважинах-аналогах. Второй вариант является значительно менее предпочтительным, но часто используется на практике по целому ряду причин.

Согласно устоявшейся практике, динамика и эффективность кислотной обработки описывается кривой зависимости количества закачанного кислотного раствора, необходимого для образования сквозного канала в образце породы, от скорости закачки раствора. В такой постановке оптимальный режим соответствует минимуму на кривой. Процесс построения такой зависимости подразумевает растворение образцов керна. При этом для каждой точки необходимо использовать свой образец. Как следствие, помимо необходимости иметь в наличии достаточное количество кернового материала, возникает проблема сопоставления результатов, полученных на разных образцах породы. Обе эти проблемы успешно решаются при использовании технологии ЦАК.

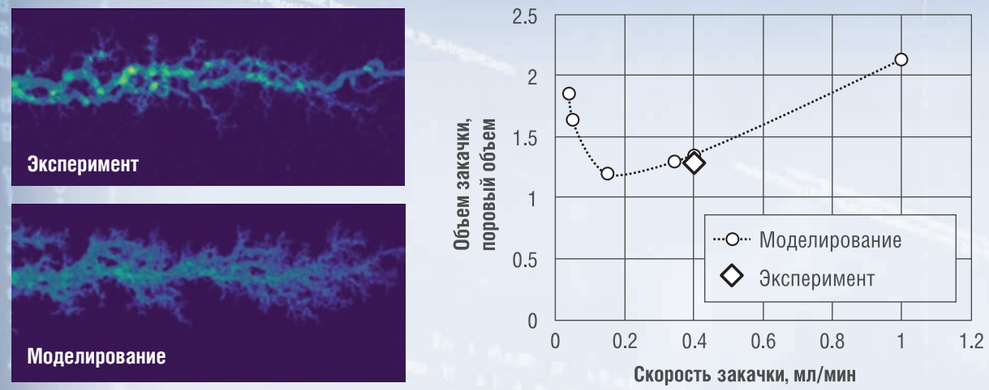
ФАКТЫ

OSDU

– единая открытая облачная платформа данных, являющаяся важнейшим и фундаментальным элементом цифровой трансформации отрасли

Вместо ресурсозатратных лабораторных экспериментов используется численное моделирование на цифровых двойниках интересующих пород, полученных на основе рентгеновской микротомографии. Использование мультимасштабного подхода в технологии цифрового анализа керна, позволяет сперва определить на моделях высокого разрешения зависимости проницаемости, площади активной поверхности и эффективной константы реакции от пористости в процессе растворения, а затем использовать их при задании свойств цифровой модели низкого разрешения, имеющей размер равный размеру керна, на которой и проводится изучение процесса растворения в рамках фильтрационной модели Дарси. При этом для точной подстройки модели требуется проведение всего одного лабораторного эксперимента, используемого для сравнения. Пример сравнения результатов моделирования и лабораторных данных приведен на рис. 9 вместе с кривой зависимости количества закачанного кислотного раствора, необходимого для образования сквозного канала, от скорости закачки. Эта зависимость получена для случая растворения образца карбоната (Austin chalk) 15%-ным раствором соляной кислоты.

РИС. 9. Применение ЦАК к анализу закачки кислотного раствора для образца карбонатной породы



Таким образом, ЦАК делает возможным определение оптимальных параметров кислотной обработки для конкретной скважины/пласта при наличии минимального объема кернового материала. Причем данная задача может быть решена для разных реагентов с возможностью проведения повторных уточняющих расчетов.

Современное развитие и внедрение технологии ЦАК стало возможным благодаря развитию вычислительной техники. Действительно, работа с данными ЦАК сопряжена с хранением и передачей крупных массивов данных. Например, цифровая модель керна размером 4000 × 4000 × 2000 вокселей требует не менее нескольких десятков гигабайт памяти. Для проведения численного моделирования физико-химических процессов требуются высокопроизводительные вычислительные ресурсы на базе графических процессоров. Последующая обработка, визуализация, а также дальнейшая работа с данными ЦАК, в том числе с применением машинного обучения, также должна проводиться с помощью высокопроизводительных ресурсов, чтобы обеспечить максимальную эффективность технологических процессов ЦАК. Кроме того, используемые высокопроизводительные ресурсы должны быть легко масштабируемы под требуемый объем работ, чтобы обеспечить наиболее гибкое и эффективное планирование и загрузку необходимых ресурсов. Поэтому наиболее оптимальное полномасштабное внедрение технологии ЦАК возможно на базе облачной инфраструктуры и технологий, которые обеспечивают все ключевые требования для эффективного и масштабируемого применения ЦАК.

Дальнейшие развитие и масштабирование технологии ЦАК хорошо согласуется с направлением движения индустрии в целом. Облачные технологии являются ключевыми для реализации стратегии по цифровой трансформации отрасли. Важнейшим и фундаментальным элементом трансформации является единая открытая облачная платформа данных OSDU (Open Subsurface Data Universe). OSDU Forum – это открытое международное сообщество, которое объединяет всех заинтересованных участников отрасли по созданию отраслевого стандарта, платформы данных OSDU, по организации и управлению, доступу и доставке данных, относящихся к геологоразведке, разработке и добыче углеводородов. Платформа данных OSDU позволяет единым образом подходить к работе с данными через набор установленных API (application programming interface) и, таким образом, обеспечить сквозной бесшовный цифровой рабочий процесс и новый качественный уровень мультидисциплинарной интеграции и взаимодействия участников процесса, как внутри одной компании, так и на отраслевом уровне. Примером такой облачной платформы, функционирующей над платформой данных OSDU, является когнитивная облачная среда DELFI компании Шлюмберже.

Учитывая вышесказанное, мы считаем, что развитие и масштабное внедрение технологии ЦАК должно реализовываться в соответствии со стратегическими отраслевыми инициативами. Необходимо стандартизировать модели данных ЦАК как часть платформы данных OSDU и создавать OSDU совместимые цифровые решения ЦАК, которые смогут дополнять друг друга и быть интегрированы в другие технологические процессы разработки месторождения. Такая работа активно ведется компанией Шлюмберже, и мы уверены, что масштабное внедрение этой технологии позволит качественно улучшить процесс проектирования разработки и будет способствовать более активному и плодотворному отраслевому сотрудничеству и развитию технологии ЦАК. ●

Литература

1. *А.Ю. Демьянов, О.Ю. Динариев, Н.В. Евсеев. Основы метода функционала плотности в гидродинамике. М.: Физматлит, 2009. 312 с.*
2. *R.T. Armstrong, S. Berg, O. Dinariev, N. Evseev, D. Klemin, D. Koroteev, S. Safonov. Modeling of Pore-Scale Two-Phase Phenomena Using Density Functional Hydrodynamics. Transport in Porous Media. – 2016. Vol. 112. № 3. P. 577–607.*
3. *Reimers, I.; Safonov, I.; Kornilov, A.; Yakimchuk, I. Two-Stage Alignment of FIB-SEM Images of Rock Samples. Journal of Imaging, 2020, V. 6, p.107.*
4. *Varfolomeev I., Yakimchuk I., Safonov I. An Application of Deep Neural Networks for Segmentation of Microtomographic Images of Rock Samples. Computers 2019, 8(4), 72. https://doi.org/10.3390/computers8040072.*
5. *https://osduforum.org/*

KEYWORDS: *digital rock analysis, field development planning, pore-scale computations.*

Подписка на Деловой журнал

Neftegaz.RU

На стол каждому руководителю

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

Стоимость подписки

	1 номер	Год
Количество номеров	1	12
Электронная версия	2000 ₽	20 000 ₽
Печатная версия	2500 ₽	24 000 ₽
Электронная версия + печатная версия	4000 ₽	34 000 ₽

Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки журнала Neftegaz.RU
+7 (495) 650-14-82
subs@neftegaz.ru

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

Подписное агентство (Урал-Пресс) | подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

127006, г. Москва, ул. Тверская, д. 18, стр. 1, оф. 812

+7 (495) 650-14-82, 694-39-24 pr@neftegaz.ru

РАННЯЯ ДИАГНОСТИКА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ

промышленного оборудования на основе «цифрового двойника»

УДК 004

В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ НА МИРОВОМ РЫНКЕ НАБЛЮДАЕТСЯ ПОСТОЯННОЕ СНИЖЕНИЕ ЦЕН НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ. В ТО ЖЕ ВРЕМЯ В ОТРАСЛИ ОТМЕЧАЕТСЯ СОКРАЩЕНИЕ ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПЕРСОНАЛА И УТРАТА НАКОПЛЕННЫХ ЗНАНИЙ, ЧТО ПРИВОДИТ К ПОВЫШЕНИЮ ЗАТРАТ НА ПОДДЕРЖАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ В РАБОЧЕМ СОСТОЯНИИ. КОМПАНИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ВЫНУЖДЕНЫ ИСКАТЬ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ, КОТОРЫЕ, КАК ПРАВИЛО, ЕЩЕ ОСТАЮТСЯ В ПЛОСКОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РАСХОДОВ НА РЕМОНТЫ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. КАКОЕ РЕШЕНИЕ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ ПО ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА, РАННЕЙ ДИАГНОСТИКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ АКТИВОВ?

IN THE LAST FEW YEARS CONSTANT REDUCTION OF PRICES FOR ENERGY SOURCES IS OBSERVED IN THE GLOBAL MARKET. AT THE SAME TIME THE REDUCTION OF TOP-QUALIFIED PERSONNEL AND LOSS OF ACCRUED KNOWLEDGE IS OBSERVED IN THE BRANCH, WHICH LEADS TO INCREASE OF EXPENSES FOR KEEPING THE MANUFACTURING INFRASTRUCTURE IN WORKING CONDITION. THE OIL AND GAS COMPANIES HAVE TO SEARCH FOR ADDITIONAL SOURCES OF COST REDUCTION, WHICH, AS A RULE, STAY IN THE AREA OF OPTIMIZATION OF EXPENSES FOR REPAIR AND TECHNICAL MAINTENANCE OF MANUFACTURING EQUIPMENT. WHAT SOLUTION IS OFFERED BY RUSSIAN SOFTWARE DEVELOPERS FOR EFFICIENT TECHNICAL MONITORING, EARLY DIAGNOSTICS AND FORECASTING OF TECHNICAL CONDITIONS OF PRODUCTIVE ASSETS?

Ключевые слова: *цифровой двойник, диагностика надежности оборудования, программный комплекс, оптимизация затрат, импортозамещение.*

Жиляков Сергей Александрович
заместитель генерального директора по индустриальным решениям

Карасев Евгений Михайлович
заместитель руководителя отдела информационных систем управления

Левочкин Сергей Борисович
руководитель отдела интеграционных решений

Плешивцева Татьяна Анатольевна
руководитель отдела информационных систем управления

ООО «ИнфТех»

Проблемы технического обслуживания производственных активов в нефтегазовой отрасли

Для эффективной эксплуатации нефтегазового промышленного оборудования и минимизации затрат на техническое обслуживание и ремонты (ТОиР) необходима своевременная и точная диагностика технического состояния в процессе эксплуатации.

Развитие средств технической диагностики привело, с одной стороны, к периодическому или постоянному контролю парка оборудования средствами технического мониторинга, а с другой стороны – к росту объема информации, с которым должен работать эксперт высокой квалификации. При этом невозможно обеспечить экспертную диагностику в режиме реального времени, что во многих случаях не позволяет выявить проблемы на ранних стадиях. Момент обнаружения выхода значений контролируемых первичных параметров за допустимый диапазон, как правило, является признаком уже существующей неисправности и необходимости остановки оборудования для проведения дорогостоящего ремонта.

Оценка технического состояния оборудования на основе контрольных испытаний в основном производится при вводе оборудования в эксплуатацию или после проведенного капитального ремонта. Проводить такие испытания в ходе эксплуатации практически невозможно.

Ввиду невозможности проведения непрерывной диагностики технического состояния производственного оборудования в процессе эксплуатации применялись, как правило, реактивные или предупредительные

ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

Подход	Метод	Применимость	Оценка затрат
Реактивный	Наработка на отказ с последующим ремонтом	Некритичное оборудование с несущественным влиянием в случае отказа	Затраты на восстановление более чем в 10 раз выше
Предупредительный	Обслуживание через фиксированные промежутки времени или циклы наработки	Для оборудования, у которого отказы пропорциональны сроку службы	В два раза выше затраты на ТО
Прогнозный	Мониторинг параметров, выявление трендов и предупреждение до отказа	Системы, для которых изменение конкретных параметров позволяет прогнозировать отказ	Затраты на ТО
Проактивный	Сбор и анализ специфичных для конкретного оборудования данных с использованием алгоритмов и/или моделей	Сложные системы, для которых определено множество влияющих друг на друга специфичных параметров и аналитик	Внеплановые простои стремятся к 0

методы ТОиР, что приводило к существенным затратам на восстановлении или на техническое обслуживание.

Предупредительный метод ТОиР предполагает наличие шаблона, по которому определяется вероятность отказа. К сожалению, это применимо только к 18% производственных активов. Отказы остальных 82% не подвержены каким-либо шаблонам [1].

Более актуальным и эффективным на сегодня подходом к ТОиР являются методы прогнозного и проактивного обслуживания, основанные на прогнозе технического состояния [2] и оценке рисков [1]. Это связано с повышением текущего уровня техники и стремительного развития информационных технологий.

При использовании технологий раннего диагностирования и прогнозирования технического состояния оборудования (управления эффективностью активов) конечной целью предприятий является техническое обслуживание в тот момент, когда это наиболее рентабельно. Благодаря этому решается задача по снижению вероятности внепланового простоя, вызванного не выявленным своевременно дефектом или износом, а также сокращение затрат на проведение ТОиР, что в свою очередь повышает безотказность и рентабельность производства, экономит время и деньги на плановые ремонты. Дополнительными преимуществами является: увеличение срока службы оборудования, повышение безопасности производства, уменьшение количества аварий

РИС. 1. Выгоды компаний от управления эффективностью производственных активов [3]

и оптимизация комплектов запасных частей и принадлежностей (ЗИП) и материалов.

Как показывает практика, в результате внедрения решений прогнозной аналитики предприятиям разных отраслей удается уменьшить количество поломок оборудования в среднем на 30–35%, сократить расходы на его обслуживание на 10–20%, и на 10–15% увеличить объем производства [4], уменьшить время простоя в диапазоне от 30 до 50% [5], а также снизить объемы реактивного (внепланового) обслуживания на 10–44% [6].

В России предиктивная аналитика надежности в настоящее время находится на стартовых позициях, однако интерес к применению современных методов прогнозирования в промышленности растет.

Тем не менее экономический эффект от внедрения технического обслуживания на основе прогноза технического состояния может быть существенным. Так, раннее выявление проблем помогло избежать значительных затрат [7]:

- Более $4 млн затрат избежали при раннем обнаружении повреждений вращающегося оборудования (турбины, насосы и т.п.),
- $370 тыс. сэкономлено при раннем предупреждении проблем с перепускным клапаном теплообменника,
- Более $500 тыс. сэкономлено при раннем обнаружении приближающегося отказа муфты заводского двигателя,
- $250 тыс. экономии в год при выявлении неэффективности насоса,
- $250 тыс. затрат избежали при раннем предупреждении о проблеме перепада давления в уплотнении подшипника,
- более $243 тыс. затрат избежали при раннем обнаружении неправильного позиционирования управляющего клапана.

При этом одним из ключевых факторов сдерживания при внедрении технологий прогнозирования надежности оборудования в процессах ТОиР на отечественных предприятиях является отсутствие на рынке зрелого и доступного отечественного программного обеспечения, реализующего современные методы диагностирования и прогнозирования технического состояния производственного оборудования.

Техническое регулирование

На текущий момент существует целый ряд норм, как законодательных, так и определенных внутренними регламентами крупнейших производственных предприятий РФ, которые позволяют промышленным предприятиям использовать информационные системы управления производственными активами для повышения эффективности производства и оптимизации программ технического обслуживания.

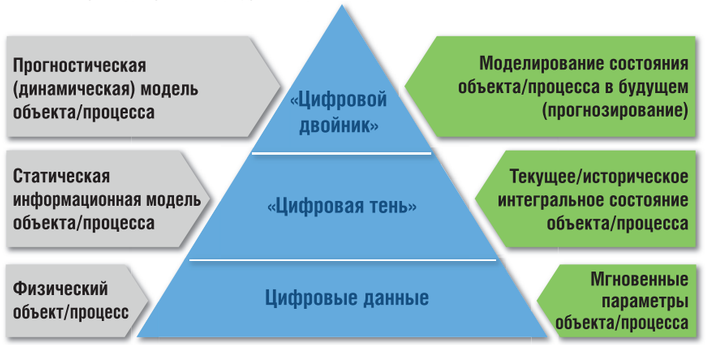
Так, предполагается, что в процессе эксплуатации эксплуатационные данные необходимо собирать непрерывно или с заданной периодичностью. Анализ собранных данных необходимо проводить регулярно для выявления потенциальных возможностей повышения надежности и снижения риска [8], источником таких объективных данных могут быть системы управлении активами [9], а техническое обслуживание и ремонты следует проводить с учетом технического состояния производственных активов [10–13].

Индустрия 4.0

Национальная программа «Цифровая экономика Российской Федерации» предполагает широкое внедрение и использование современных цифровых технологий в различных областях деятельности предприятий.

В основе цифровизации предприятия лежит создание «цифровых двойников» производства (объектов, процессов). «Цифровые двойники» являются неотъемлемой частью 4-й цифровой революции (концепция Индустрия 4.0) и позволяют моделировать функционирование производства в виртуальной среде.

РИС. 2. Пирамида зрелости цифровизации



Существует много определений и трактовок понятия «Цифровой двойник»/«Цифровая тень»/«Цифровая модель». При этом фундаментально цифровой двойник может быть определен как постоянно меняющийся цифровой профиль, содержащий исторические и наиболее актуальные данные о физическом объекте или процессе, позволяющий оптимизировать эффективность бизнеса. Он основан на огромном объеме накопленных данных, полученных в ходе измерений целого ряда показателей объекта в реальном мире. Анализ накопленных данных позволяет получать точную информацию о производительности системы, а также приходит к выводам о необходимости внесения изменений как в производимый продукт, так и в сам процесс производства [14].

Уровень развития «Цифрового двойника» обеспечивает различные возможности применения цифровых технологий в производственной деятельности и может быть представлен пирамидой цифровизации (см. рис. 2).

Программные комплексы предиктивного анализа надежности производственного оборудования

Программные комплексы зарубежного производства

По состоянию на сегодня ряд известных зарубежных компаний-разработчиков программного обеспечения для производственных предприятий нефтегазовой отрасли предлагают программное обеспечение для прогнозирования технического состояния производственного оборудования на основе «цифровых двойников». Такое программное обеспечение обладает широкой функциональностью и интегрировано с программными решениями корпоративного уровня (зачастую того же производителя).

Однако, внедрение и использование ПО зарубежных производителей для отечественных компаний может быть потенциально не рентабельным из-за высокой стоимости лицензий и услуг зарубежных специалистов.

Помимо экономической стороны, использование зарубежного ПО крупными российскими компаниями ограничено мероприятиями по импортозамещению, определенными постановлениями правительством РФ, а также Федеральным законом «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» от 26.07.2017 № 187-ФЗ.

Подходы к созданию отечественного программного комплекса

В качестве альтернативы зарубежному ПО компания «ИнфТех» при поддержке Фонда содействия инновациям выполняет разработку программного комплекса предиктивного анализа производственного оборудования (ПК ПАНПО), который реализуется на собственной программной платформе промышленного интернета вещей (IIoT) ДатаПлат и использует отечественные программные компоненты, свободные от прав зарубежных юридических лиц.

Данный программный комплекс реализует функции технического мониторинга, раннего диагностирования технического состояния объекта в режиме реального времени, а также прогнозирования технического состояния оборудования с использованием современных технологических решений и апробированных универсальных алгоритмов.

В основе реализации ПК ПАНПО лежит известный подход к техническому обслуживанию производственных активов, который обеспечивает раннее обнаружение потенциального отказа оборудования (точка «P» на диаграмме рис. 3) и прогнозирование функции деградации характеристик оборудования на так называемом P-F-интервале, с определением и корректировкой в режиме реального времени остаточного ресурса до функционального отказа (точка «F» на диаграмме ниже).

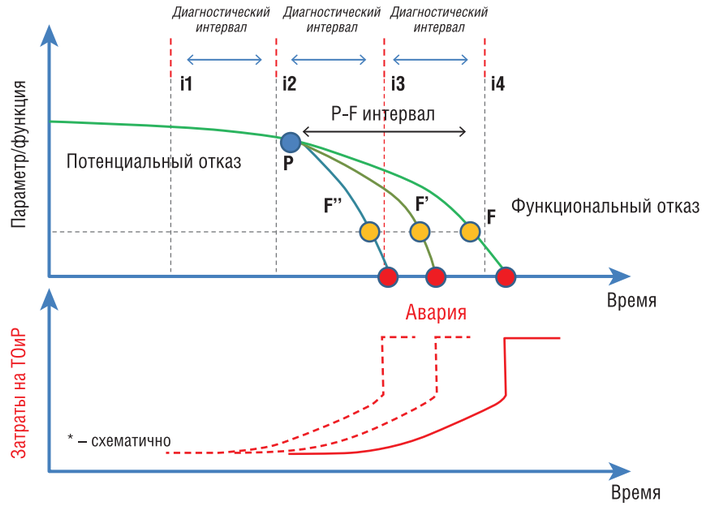
Длина P-F-интервала зависит от различных факторов, таких как интенсивности нагрузки на оборудование, вид отказа и т.д.

Диагностический интервал времени при прогнозировании отказа играет критическую роль. Так, например, в случае деградации характеристики узла с малым временем цикла развития отказа (точка F'') и при достаточно большом периоде диагностирования (i1, i2, i3) эффективность прогнозирования отказа может быть низкой, а уровень затрат на мероприятия по восстановлению/предотвращению отказа оборудования – высоким.

Таким образом, основной задачей ПК ПАНПО является раннее обнаружение момента потенциального отказа (точка «P») путем анализа характеристик оборудования и технологических параметров в режиме реального времени и с максимальной точностью рассчитать (и корректировать в режиме реального времени) прогноз возникновения функционального отказа (точка F'').

Это дает необходимый запас времени на планирование и выполнение работ по ремонту и техническому обслуживанию с минимальными затратами и простоями.

РИС. 3. Диаграмма деградации значений параметров оборудования при отказе



Основные методы диагностирования и прогнозирования в ПК ПАНПО

Известен ряд алгоритмов и методов, используемых для обнаружения отклонений от нормального функционирования производственного оборудования и выявления вероятных причин отказов.

Методы и алгоритмы интеллектуальной обработки данных и, соответственно, методы и алгоритмы диагностирования технического состояния промышленного оборудования, активно развиваются и совершенствуются. Это позволяет постоянно улучшать качество диагностирования сложных технических систем.

Каждый из известных алгоритмов и методов имеет свои преимущества и недостатки, что ограничивает область их применения по отдельности.

В идее создания ПК ПАНПО лежит комплексная диагностика технического состояния промышленного оборудования с одновременным использованием следующих методов и алгоритмов:

- сравнение фактических и базовых характеристик,
- корреляционный анализ (режимное диагностирование),
- метод оценки многомерных состояний (MSET),
- T^2-критерий (критерий Хоттелинга),
- SPRT (последовательный анализ Вальда),
- машинное обучение (нейронные сети),
- теория надежности машин и оборудования.

Прогнозирование технического состояния и надежности реализуется на основе следующих моделей:

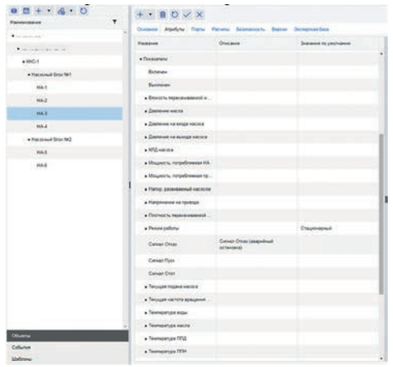
- регрессионные модели (линейная, нелинейная, множественная регрессия),
- экспоненциальное сглаживание,
- нейронные сети.

Диагностирование и прогнозирование технического состояния производственного оборудования на основании комплексного анализа результатов работы каждого из предлагаемых методов позволит:

- увеличить вероятность обнаружения неисправностей,
- обнаружить зарождающуюся неисправность на более ранней стадии,
- исключить возможность ложного обнаружения неисправности,
- более точно определить причины неисправности,
- более качественно (точно) прогнозировать развитие неисправности,
- анализировать состояние производственного оборудования в комплексе.

РИС. 4. Общая архитектура интеграции

РИС. 5. Пример экранной формы ПК ПАНПО для конфигурации информационной модели «цифрового двойника»



Перечисленные преимущества формируют качественно новый отечественный программный продукт, который может быть применен для раннего прогнозирования отказов производственного оборудования в нефтегазовой отрасли и других областях промышленности.

Интеграция

ПК ПАНПО может интегрироваться с внешними системами, такими как Системы уровня АСУ ТП, SCADA, информационными системами управления производственными объектами и процессами, системами управления техническим обслуживанием и ремонтами оборудования, системами управления производственными активами, ERP, системами информирования и т.д. (рис. 4).

Одним из важнейших направлений интеграции ПК ПАНПО являются системы управления ТОиР (CMMS)/ управления производственными активами (EAM и APM).

ПК ПАНПО предполагает двунаправленную интеграцию с такими системами, что позволит оптимизировать графики ремонтов с учетом результата диагностирования и прогноза технического состояния.

Пример практического использования ПК ПАНПО для диагностирования насосного агрегата КНС

В качестве объектов моделирования для примера было взято технологическое оборудование кустовой насосной станции КНС – насосный блок с установленными насосами ЦНС-240х1422.

Встроенными средствами ведения «цифрового двойника» ПК ПАНПО была сформирована информационная модель насосного агрегата, которая включала как атрибуты параметров агрегата, так и модель надежности агрегатов такого типа.

Пример фрагмента настроенной модели агрегата в ПК ПАНПО приведен на рис. 5.

Для получения фактических эксплуатационных показателей работы агрегата с уровня АСУ ТП настроено хранилище данных реального времени с доступом к нему по протоколу OPC UA.

В сервере расчетов ПК ПАНПО для насосного агрегата была произведена настройка/ конфигурирование расчетов таких вторичных показателей, как напор, мощность, потребляемая приводом и агрегатом, КПД.

Для автоматизации процесса диагностирования общего состояния агрегата в блоке управления рабочими процессами ПК ПАНПО была произведена настройка/ конфигурирование шагов рабочего процесса диагностирования и прогнозирования.

Формирование диагностических заключений о причинах деформации фактических эксплуатационных характеристик объекта автоматическим алгоритмом сравнения фактических и базовых характеристик реализовано путем настройки правил в экспертной базе знаний системы ПК ПАНПО.

Пример реализации функции мониторинга эксплуатационных показателей работы промышленного агрегата и его узлов в режиме реального времени представлен на рис. 6.

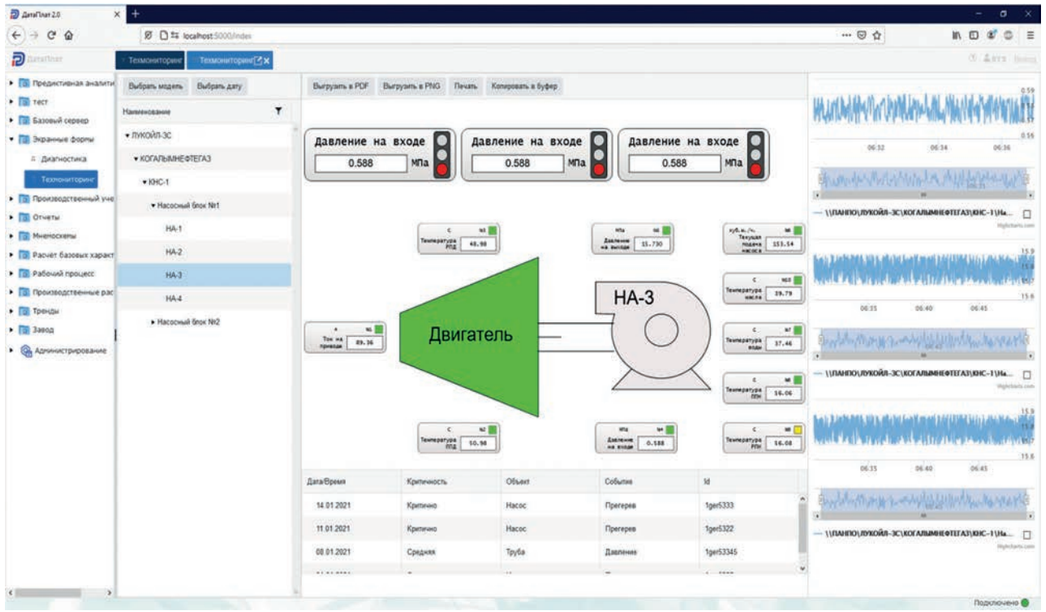
Автоматическое определение режимов работы (стационарных и нестационарных) и фоновый расчет фактических эксплуатационных показателей и характеристик агрегата выполняется в рамках настроенного рабочего процесса.

Для раннего выявления отклонений в процессе работы НА от нормального режима использовались алгоритмы обучения модели и расчета показателей.

Комплексная диагностика общего состояния ПА выполнялась с использованием комбинации из трех алгоритмов:

- обнаружение деформаций фактических эксплуатационных характеристик работы НА на основании сравнения фактических и базовых эксплуатационных характеристик. Результатом работы является определение статуса состояния НА (без деформации/имеются деформации) и перечень возможных причин деформации на основании экспертного заключения из базы знаний;
- автоматическое диагностирование на основании статистического анализа критерия Хоттелинга (T^2-критерий) состоит из алгоритма расчета интегральной статистики T^2 и

РИС. 6. Экранная форма технологического мониторинга работы НА-3



сравнения полученного значения с критическим значением Хи-квадрат для заданного уровня значимости и количества степеней свободы. Результатом работы алгоритма является значение статистики T^2 и перечень параметров объекта, внесших наибольший вклад в это значение;

- автоматическое диагностирование на основании последовательного критерия вероятности Вальда (SPRT) – последовательной проверки статистической бинарной гипотезы.

Метод SPRT и метод оценки критерия T^2 были интегрированы с MSET для анализа результатов расчета модельных показателей нормального режима работы НА и оценки его состояния. Для диагностирования использовались полученные значения отклонений между модельными и фактическими показателями работы агрегата.

Обучение – формирование матрицы памяти MSET, определяющей нормальную работу агрегата – производилось на сформированных в автоматическом режиме стационарных режимах.

Результаты диагностирования при раннем обнаружении дефекта по алгоритмам T^2 и SPRT приведены на диаграмме рис. 7.

РИС. 7. Значения индексов T^2 и SPRT по признакам при обнаружении зарождающегося дефекта

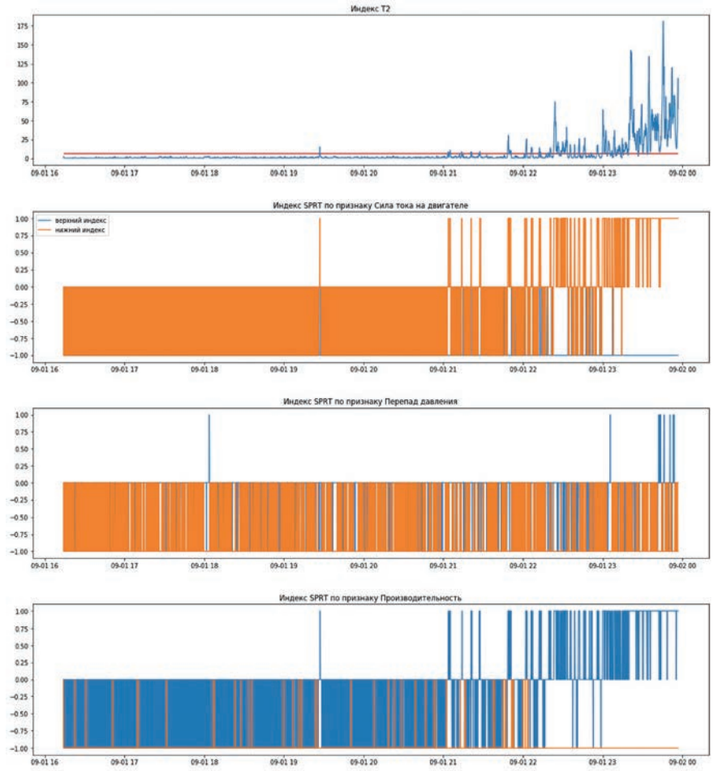
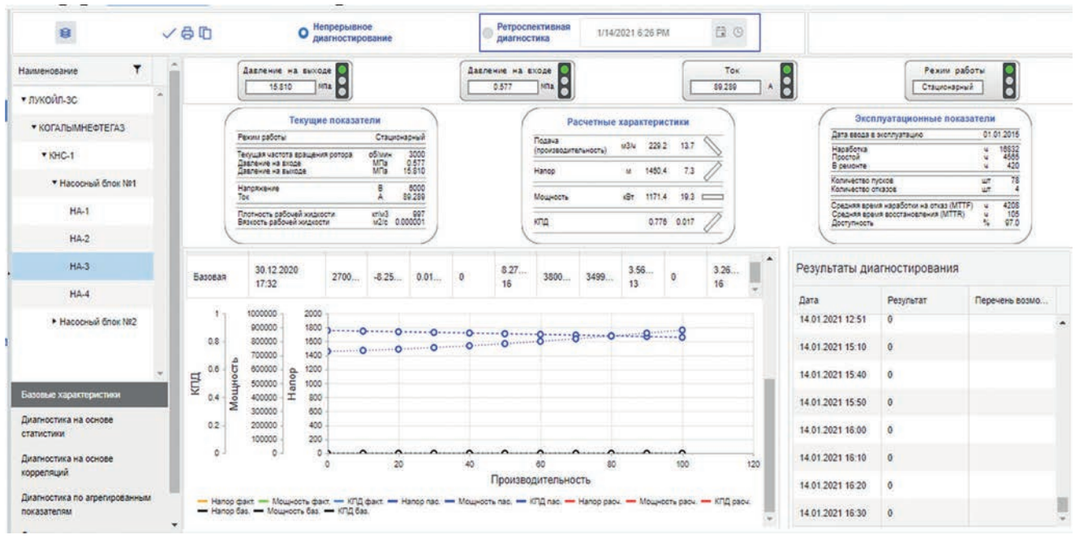


РИС. 8. Экранная форма ПК ПАНПО «Диагностика текущего состояния НА»



В результате диагностики были обнаружены отклонения от нормальной работы методом SPRT и методом оценки критерия T^2 при достижении отклонения контролируемого параметра на 0,3%. При этом второй используемый метод сравнения базовых и фактических характеристик работы НА выявил деформацию характеристики только при увеличении деформации контролируемого параметра на 5%. Однако при этом данный алгоритм определил предполагаемую причину деформаций характеристик – «Расцентровка частей насосного агрегата».

Пример экрана диагностики работы насосного агрегата в пользовательском интерфейсе ПК ПАНПО представлен на рис. 8.

Заключение

Сегодня системы ранней диагностики и прогнозирования технического состояния производственного оборудования являются безальтернативным способом повышения эффективности производственных активов нефтегазовых компаний.

Отечественный программный комплекс предиктивного анализа надежности производственного оборудования компании «ИнфТех» ПК ПАНПО, создаваемый при поддержке Фонда содействия инновациям, обеспечивает функции технического мониторинга, ранней диагностики, прогнозирования технического состояния производственных активов и может составить как в части этих функций, так и по экономическим показателям конкуренцию программным решениям известных зарубежных компаний. ●

Литература

1. *Proactive Asset Management with IIoT and Analytics, ARC Advisory Group, January 15, 2015, By Ralph Rio.*
2. *Как сократить расходы на обслуживание оборудования на 40%. Блог Кирилла Костанецкого [Электронный ресурс]. – URL: https://nv.ua/techno/technoblogs/chto-takoe-prediktivnoe-obsluzhivanie-2476568.html.*
3. *Asset Performance Management Overcomes Challenges in the Oil & Gas Industry, ARC Advisory Group, Ноябрь, 2016.*
4. *Прогнозная аналитика – способ адаптации в новых экономических реалиях [Электронный ресурс]. – URL: http://www.iksmedia.ru/articles/5292204-Prognoznaya-analitika-sposob-adapta.html.*
5. *Использование расширенной аналитики для повышения производительности и прибыльности химического производства [Электронный ресурс]. – URL: https://www.mckinsey.com/industries/chemicals/our-insights/using-advanced-analytics-to-boost-productivity-and-profitability-in-chemical-manufacturing.*
6. *Глобальный прогноз рынка технического обслуживания на 2019–2027 гг. https://www.inkwoodresearch.com/reports/global-predictive-maintenance-market/.*
7. *Predictive Maintenance for Improved Performance in Oil and Gas, Kim Custeau, Director of Information and Asset Management, Schneider Electric.*
8. *ГОСТ Р ИСО 20815-2013 Национальный стандарт Российской Федерации. Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность. Управление обеспечением эффективности производства и надежностью.*
9. *ГОСТ Р 55.0.00-2014 Национальный стандарт Российской Федерации. Управление активами Национальная система стандартов. Основные положения.*
10. *ГОСТ 18322-2016. Межгосударственный стандарт. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения.*
11. *Приказ Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013 (ред. от 13.07.2020) Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок. Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики.*
12. *РД 153-39ТН-008-96 ОАО «АК «Транснефть», Регламент технического обслуживания и диагностического контроля насосных агрегатов.*
13. *РД 39-1.10-083-2003, Положение о системе технического диагностирования оборудования и сооружений энергохозяйства ОАО «Газпром» СТО Газпром.*
14. *Industry 4.0 and the digital twin. «https://www2.deloitte.com/us/en/insights/focus/industry-4-0/digital-twin-technology-smart-factory.html» Aaron Parrott, Lane Warshaw.*

KEYWORDS: *digital double, equipment reliability diagnostics, software package, cost optimization, import substitution.*

Остров Курамати - тропический рай, где каждый получит удовольствие от отдыха.

Расположенный на архипелаге атолла Rasdhoo, Kuramathi простирается на 1.8 км в длину. Этот остров предлагает окунуться вам в райские наслаждения. Откройте для себя великолепные виллы, расположенные на берегу и на воде, в соответствии с вашим бюджетом. Получите незабываемые впечатления от подводных приключений на домашнем рифе или насладитесь спокойными спа процедурами. А также к вашим услугам 12 ресторанов и 7 баров на любой вкус.

Наслаждайтесь вашим отдыхом на Kuramathi.

www.kuramathi.com info@kuramathi.com +960 666 0527

@kuramathiisland

УПРАВЛЕНИЕ КОРПОРАТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ в нефтегазовом секторе

УДК 658.5.012.7

В СТАТЬЕ РАСКРЫВАЮТСЯ ВАЖНЕЙШИЕ АСПЕКТЫ ПРОЦЕССА ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОРПОРАТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ. РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВЕЙШИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ БЕЗОПАСНОСТИ БИЗНЕСА, ПОВЫШЕНИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПАНИИ. ОТДЕЛЬНОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ ПРИНЦИПУ ПРОАКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ – ОДНОМУ ИЗ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ КОМПЛЕКСНОЙ КОРПОРАТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КОМПАНИИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

THIS ARTICLE REVEALS THE MOST IMPORTANT ASPECTS OF THE PROCESS OF ENSURING CORPORATE BUSINESS SECURITY OF OIL AND GAS COMPANIES IN MODERN CONDITIONS. THE POSSIBILITIES OF USING THE LATEST TECHNOLOGIES TO ENSURE BUSINESS SECURITY AND INCREASE THE ECONOMIC EFFICIENCY OF THE COMPANY ARE CONSIDERED. SPECIAL ATTENTION IS PAID TO THE PRINCIPLE OF PROACTIVITY OF THE SECURITY SYSTEM – ONE OF THE MAIN ELEMENTS OF THE COMPANY'S COMPREHENSIVE CORPORATE SECURITY AT THE PRESENT STAGE

Ключевые слова: *экономическая эффективность, физическая безопасность, блокчейн, искусственный интеллект, междисциплинарная парадигма корпоративной безопасности, оптимизация управления корпоративной безопасностью нефтегазовых компаний.*

Захаров Александр Николаевич

профессор, доктор экономических наук, профессор кафедры мировой и национальной экономики, ВАВТ Минэкономразвития России

В эпоху активного внедрения по всему миру технологий взаимодействия в рамках Индустрии 4.0, фиксируется взрывное расширение ландшафта возможных угроз безопасности бизнеса и как следствие рост финансовых, экономических и репутационных потерь компаний и, прежде всего, нефтегазовых.

Глобальная пандемия, торговые войны и растущая геополитическая напряженность в настоящий период усиливают неопределенность в экономике, но одновременно являются катализатором трансформации и развития подходов и методов управления бизнесом на современном этапе. В тоже время активное внедрение цифровых решений в различные сферы жизнедеятельности приводит к неизбежному росту и усложнению возникающих угроз. Переход к дистанционным формам деятельности приводит к появлению новых видов уязвимостей. Например, сотрудники компаний, необладающие необходимыми знаниями о потенциальных угрозах в киберпространстве, могут своими действиями способствовать организации утечки конфиденциальной информации[1].

[1] *E. Haapamäki, J.Sihvonen. Cybersecurity in accounting research. Managerial Auditing Journal, 2019, 34 (7), 808–834.*

В ходе выступления на расширенном заседании коллегии МВД России 3 марта 2021 г. президент РФ Владимир Путин отметил, что за последние шесть лет число преступлений в IT-сфере выросло в десять раз. В частности, он подчеркнул, что будущее за развитием электронной торговли и за предоставлением в глобальные сети разного рода услуг. Технологии здесь стремительно обновляются и меняются, и поле для преступлений тоже увеличивается[2].

В этих условиях значительно возрастает роль блока корпоративной безопасности в обеспечении устойчивого развития бизнеса, что в свою очередь, подразумевает необходимость трансформации системы обеспечения безопасности на всех направлениях деятельности нефтегазовых компаний.

Анализ структур безопасности компаний

На современном этапе меры обеспечения корпоративной безопасности подразумевают защиту всего спектра корпоративных информационных ресурсов от угроз проникновения и кражи данных. В связи с этим, необходим постоянный контроль и анализ событий, способных повлиять на инфраструктуру компании в целом, а также на ее отдельные элементы.

При обеспечении информационной безопасности применение проактивного подхода обеспечивает компании постоянную доступность корпоративных сетей, сервисов и приложений, увеличивает скорость коммуникаций и выполнения задач, повышает мобильность сотрудников и служит эффективной защитой от большинства современных киберугроз[3].

Одним из возможных подходов к повышению эффективности системы корпоративной безопасности является организация комплексной защиты безопасности, распространяемой на всю систему элементов и объектов, входящих в структуру компании (имеющих критическую важность для их функционирования) на основе междисциплинарной парадигмы.

Этап цифровизации мировой промышленности и экономики, социальной сферы, характеризующийся переплетением технологий из различных областей знаний (научно-технической, социальной, экономической, политической), сопровождается необходимостью активного применения методологии междисциплинарного подхода в системе корпоративной безопасности.

Современная система корпоративной безопасности должна обладать способностью проактивной защиты, что означает быть нацеленной на предотвращение потенциальных конфликтов и угроз еще до их возникновения.

> Проактивная безопасность отличается от традиционного реактивного подхода тем, что реактивность обеспечения безопасности направлена на обнаружение угроз проникновения и реагирование на них

Подходы к обеспечению корпоративной безопасности

Целью проактивного подхода к безопасности является предотвращение нанесения ущерба компании путем предотвращения угроз до того, как злоумышленникам удастся достигнуть своей цели.

Проактивная безопасность отличается от традиционного реактивного подхода тем, что реактивность обеспечения безопасности направлена на обнаружение угроз проникновения и реагирование на них. Использование реактивных мер безопасности, таких как технические средства защиты, блокировки угроз, важны для обеспечения безопасности компании. Но это, на наш взгляд, недостаточно, поскольку указанные меры распространяются только на устранение известных угроз и оставляют организации незащищенными перед новыми, постоянно актуализируемыми методами атак.

На практическом уровне междисциплинарная парадигма включает в себя трансформацию и расширение уже привычных подходов и методов, традиционно применяемых при обеспечении безопасности компании, за счет использования актуальных методов и подходов смежных областей, например, использование проактивного подхода, зарекомендовавшего себя в информационной безопасности, при подготовке персонала компании к реакции на возможные атаки злоумышленников.

Следует отметить, что при проактивном подходе к защите в задачу службы безопасности входит блокировка потенциально опасной активности только в том случае, если эта активность представляет реальную угрозу. В этом случае, важным аспектом деятельности структуры корпоративной безопасности является повышение точности оценки возможного возникновения и развития угроз, а также оценки масштаба ущерба для компании[4].

Некоторые компании используют реактивный подход к безопасности, считая, что попытки прогнозирования кибератак избыточны и дорогостоящи, однако как показывает практика в большинстве случаев реакция на атаки, развивающиеся в реальном времени, оказывается не точной.

Обеспечение корпоративной безопасности на современном этапе

В связи с возникновением угроз нового уровня на традиционных направлениях деятельности служб корпоративной безопасности, в частности, физической

[2] *https://ria.ru/20210303/prestupleniya-1599747056.html.*

[3] *D. Boikanyo, R. Lotriet, P.W. Buys. Investigating the use of business, competitive and marketing intelligence as management tools in the mining industry, Problems and Perspectives in Management, 2016, Volume 14, Issue.*

[4] *https://www.audit-it.ru/articles/finance/a106/189897.html.*

безопасности, также востребованы технологии искусственного интеллекта[5].

Несмотря на то, что проблемы, связанные с обеспечением физической безопасности, являются схожими для большинства организаций, в то же время при обсуждении практических вопросов обеспечения безопасности конкретных объектов приходится учитывать влияние множества факторов, например, таких как местоположение, тип объекта, а кроме того, анализировать влияние внешней среды в различных контекстах: политическом, экономическом, социальном и экологическом.

Несмотря на беспокойство, выражаемое частью общества по поводу легитимности использования технологий распознавания лиц, аналитических технологий, способных осуществлять идентификацию людей и отслеживание их перемещений, для структур корпоративной безопасности подобные технологии являются мощным механизмом повышения эффективности их деятельности.

Кроме того, это помогает поддерживать цепочку хранения и следить за тем, чтобы данные безопасности не были изменены.

В качестве еще одного примера повышения уровня безопасности компании можно отметить организацию контроля доступа на основе технологии блокчейна.

Проактивный подход к обеспечению корпоративной безопасности

Исследования показали, что почти все кибератаки не обходятся без участия человека. Даже если организация обладает инструментами высокой надежности в своей инфраструктуре, хакерская атака может состояться благодаря случайному или направленному участию даже одного сотрудника.

В условиях расширения ландшафта угроз необходимо уделять достаточное внимание обучению персонала компании навыкам проактивной защиты от возможных атак, включающих как элементы

> Один из важнейших элементов управления системой корпоративной безопасности – гибкая и адекватная вызовам система проактивной защиты, позволяющая оптимизировать методы защиты и перераспределять ресурсы

Целесообразным шагом является налаживание взаимодействия между структурами безопасности корпораций, компаниями-разработчиками устройств и программного обеспечения с государственными регулирующими органами.

В качестве примера использования современных технологий в корпоративной безопасности можно упомянуть применение технологии блокчейна, для отслеживания ложных фейковых сообщений, видеосюжетов при проведении дезинформационной кампании. Эта технология обладает способностью отслеживать взаимодействие с цифровыми файлами, что также позволяет ей выяснить, был ли файл подделан. Он также предоставляет информацию о том, когда и где имело место вмешательство.

нападений с помощью технических средств, так и использования техник социального инжиниринга.

Если персонал организации понимает свою роль в обеспечении безопасности организации, сотрудники смогут правильнее реагировать на атаки злоумышленников, включающие, например, арсенал методов социальной инженерии и фишинга. Поэтому структуре безопасности организации необходимо формировать у сотрудников ясное представление о наиболее распространенных и потенциальных угрозах.

В этих условиях залогом поддержания необходимого уровня безопасности может являться опережающая проактивная стратегия обеспечения безопасности. Проактивный подход к построению системы корпоративной безопасности способен обеспечить повышение экономической эффективности процесса обеспечения безопасности компании, а также и предопределить рост экономической эффективности компании в целом.

В задачу структуры управления корпоративной безопасности входит оценка вероятности наступления техногенных инцидентов, террористических угроз, целенаправленных дезинформационных кампаний, кибератак, угроз финансовой и экономической безопасности, инсайдерских угроз и т.д.

Таким образом, одним из важнейших элементов управления системой корпоративной безопасности на современном этапе можно считать наличие гибкой и адекватной современным вызовам системы проактивной защиты, предполагающей возможность своевременной оптимизации подходов, методов и арсенала средств защиты и перераспределения имеющихся в распоряжении финансовых, кадровых и интеллектуальных ресурсов.

Проблема корпоративной безопасности

Проблема обеспечения безопасности предприятий, корпораций и фирм в последние годы привлекает все большее внимание исследователей и практиков, непосредственно связанных с производственной деятельностью. Актуализация необходимости обеспечения безопасности таких объектов обусловлена возрастающим комплексом деструктивных факторов, угроз и преступных посягательств, вызывающих озабоченность акционеров и корпоративного управления в связи с их негативным воздействием на результаты хозяйственной деятельности. Успех любого предприятия стал напрямую зависеть от его безопасности.

Неблагоприятные факторы и угрозы порождаются сложными

[5] *I. Valeriu. "Competitive Intelligence Analysis – Scenarios Method", Annals of Faculty of Economics, University of Oradea, Faculty of Economics, 2014, vol. 1(1), pages 331–340, July.*

глобальными экономическими отношениями, которые усугубляются ужесточением западных экономических санкций, финансовыми ограничениями, развязанной против нашей страны торговой войной, недобросовестной конкуренцией. Но эффективность американских санкций и их действенность преувеличены. США не могли заставить даже Северную Корею что-либо сделать. Десятилетиями они организовывали жесткую блокаду этой маленькой страны, у которой почти нет природных ресурсов, подкрепленную решениями ООН.

> Проблема эффективной безопасности частного сектора российской экономики имеет общегосударственное значение, поскольку проекты, реализуемые корпорациями, вносят значительный вклад в валовой внутренний продукт страны

Россия – это не Северная Корея. Российская Федерация обладает огромными природными ресурсами и экономикой, которая может гарантировать самообеспечение. Важно отметить, что в последнее время эта способность значительно усилилась, в том числе и благодаря санкциям, что видно на примере газопровода «Северный поток».

Обострение международной обстановки, неблагоприятная ситуация в мире и в российской экономике в результате пандемии коронавируса не способствуют нейтрализации нежелательных

к сглаживанию взаимных противоречий в геополитической сфере[6,7].

Проблема эффективной безопасности частного сектора российской экономики в современных условиях имеет общегосударственное значение, поскольку проекты, реализуемые многочисленными корпорациями, фирмами и предприятиями различных регионов, вносят значительный вклад в валовой внутренний продукт страны[8,9]. Поэтому эффективная корпоративная безопасность

макроэкономических тенденций, решению внутренних проблем и успешному развитию российского бизнеса. И здесь велика роль экономической дипломатии. Например, несмотря на то, что Россия и Турция исторически имели конкурирующие цели в Черноморском регионе, сотрудничество между странами в энергетической сфере – запуск «Турецкого потока» – можно рассматривать как пример успешного применения одного из инструментов экономической дипломатии, который, помимо прочего, может привести

не только создает благоприятные условия для повышения конкурентоспособности и успешности каждого предприятия, но и способствует устойчивому социально-экономическому развитию страны в целом[10].

Следует сразу отметить, что функция предприятий по обеспечению своей безопасности, хотя и автономна, не существует в отрыве от деятельности государства в сфере обеспечения национальной безопасности. В настоящее время такая деятельность осуществляется через самодостаточную и эффективную систему, которая постоянно развивается и совершенствуется

[6] *Захаров А.Н., Овакимян М.С. Топливно-энергетические комплексы ведущих стран мира (России, США, Франции и Италии): учебное пособие (2-е изд., доп.). М.: МГИМО-Университет. 2016. С. 177.*

[7] *Захаров А.Н. Перспективы реиндустриализации развитых экономик (США, Канада и Австралия). «Вестник МГИМО-Университета». 2018. № 1(58). С. 213–245.*

[8] *Захаров А.Н. Экономическая сущность и механизмы повышения конкурентоспособности предприятия (мировой опыт). «Внешнеэкономический бюллетень». 2004. № 4. С. 11–20.*

[9] *Данилова М.А., Захаров А.Н., Иванян А.Г. Зарубежный опыт регулирования территориального развития. «Внешнеэкономический бюллетень». 2001. № 10. С. 32–40.*

[10] *Захаров А.Н. Роль механизмов государственно-частного партнерства в решении экономических и социальных проблем России. «Мировое и национальное хозяйство». 2011. №1 (16). С. 2–7.*

в соответствии с текущей ситуацией и долгосрочными прогнозами глобальных тенденций и особенностей социально-экономического развития Российской Федерации.

Национальная безопасность обеспечивается реализацией единой государственной политики во всех сферах общественных отношений путем реализации системы экономических, политических, организационных и иных мер, адекватных существующим и потенциальным угрозам. Применительно к национальной системе национальной безопасности все остальные системы обеспечения безопасности сфер жизнедеятельности государства и общества являются подсистемами. Экономическая безопасность, реализуемая через собственную подсистему, не является исключением. Это неотъемлемая часть обеспечения безопасности предприятия.

Корпоративная безопасность предприятия трактуется как условие защиты предприятия и его жизненно важных интересов от внутренних и внешних угроз, обеспечивающее успех предприятия и его устойчивое развитие при осуществлении комплекса правовых, организационных, управленческих, охранных, технических, физических, профилактических и пропагандистских мероприятий.

Совершенствование организации экономических процессов привело к введению в официальный политико-экономический лексикон ряда новых понятий, непосредственно связанных с корпоративной безопасностью: экономическая безопасность, национальные интересы Российской Федерации в экономической сфере, угрозы экономической безопасности, вызовы экономической безопасности, риски в сфере экономической безопасности, обеспечение экономической безопасности.

Важным компонентом комплексной безопасности является система раннего предупреждения о реальных и потенциальных угрозах. Наиболее эффективные результаты в выявлении угроз на ранней стадии достигаются благодаря арсеналу современных методов информационно-аналитической работы, который предусматривает непрерывный поиск, сбор различных видов информации, ее систематизацию, обобщение и аналитическую обработку. Информационно-аналитическая работа позволяет делать определенные выводы и прогнозы. Полученные данные используются в процессе планирования мероприятий по противодействию угрозам на ближайшую или долгосрочную перспективу. Это создает условия для работы на опережение.

> Важный компонент комплексной безопасности – система раннего предупреждения об угрозах. Эффективные результаты обеспечиваются информационно-аналитической работой, предусматривающей сбор, систематизацию и аналитическую обработку информации

С конца прошлого века в практику государственного управления и реализации политики социально-экономического развития и обеспечения национальной безопасности Российской Федерации был внедрен эффективный инструмент управления – стратегическое планирование. Одним из его важных компонентов является прогнозирование. Стратегическое планирование существенно повышает способность страны более рационально использовать свой внутренний потенциал для достижения стратегических целей, планомерно решать масштабные общегосударственные задачи, концентрировать и рационально использовать свои ограниченные ресурсы, силы и средства на важнейших направлениях социально-экономического развития и обеспечения национальной безопасности[11].

Одной из целей стратегического планирования является объединение интересов отечественной экономики и ее отраслей с интересами частного предпринимательства. В отличие от советского прошлого, стратегическое планирование в рыночной экономике базируется на индикативном методе. Так, появился официальный термин, который иногда заменяет «стратегическое планирование» – индикативное планирование. Это рекомендательное планирование без директив, которое использует инструменты косвенного регулирования экономического развития в национальных целях с помощью стимулов: доступ к государственным закупкам, налоговые льготы и преференции, низкие кредитные ставки, формирование свободных экономических зон и территорий опережающего развития с благоприятным экономическим режимом.

Сложившаяся система стратегического планирования и нормативно-правовая база, ее обеспечивающая, предназначены для использования преимущественно в государственном секторе экономики и могут лишь косвенно влиять на частное предпринимательство. Сегодня можно утверждать, что элементы стратегического планирования постепенно внедряются в экономическую жизнь бизнес-сообщества. Многие успешные корпорации разрабатывают прогнозы, позволяющие им успешно ориентироваться в деловом мире и заранее принимать меры по обеспечению собственной безопасности[12].

> Одной из целей стратегического планирования является объединение интересов отечественной экономики и ее отраслей с интересами частного предпринимательства

Ряд ведущих компаний практикуют разработку долгосрочных стратегий своего развития, основанных на прогнозных выводах. Стратегии содержат основные цели, задачи, направления и пути развития бизнеса, определяют потребности в финансовых, материальных, кадровых и иных ресурсах, необходимых для достижения намеченных результатов. Одной из форм реализации долгосрочных стратегий являются общие стратегические планы, бизнес-проекты или бизнес-планы. Регулирование деятельности корпораций по обеспечению их безопасности осуществляется посредством ее нормативно-правового регулирования. Нормативно-правовая база включает три основных блока: законодательство, подзаконные акты и ведомственные правовые документы.

Законодательство (*Первый блок*) служит основополагающим (фундаментальным) источником для формирования двух других блоков регулирования корпоративной безопасности – подзаконных актов и ведомственных нормативных актов. Основными законодательными документами, связанными с обеспечением безопасности бизнеса, являются:

Конституция Российской Федерации как основа всей российской правовой системы. Применительно к нашей теме важное значение имеет положение Основного закона О гарантиях каждому гражданину Российской Федерации прав и свобод, которые могут быть ограничены в целях обеспечения экономической безопасности, защиты законных интересов других лиц, обеспечения безопасности государства.

Федеральные конституционные законы служат основой для построения и конкретизации всего комплекса правовых актов страны. Например, Федеральный конституционный закон «О государственной власти» содержит основные положения о роли, месте и функциях высших органов исполнительной власти Российской Федерации, в том числе в сфере обеспечения национальной безопасности.

Федеральные законы регулируют отношения в основных сферах общественной жизни. Наиболее значимыми среди них являются федеральные законы «О безопасности», «Об обороне», «О полиции», «Об информации, информационных технологиях и защите информации», «О государственной тайне», «Об оперативно-розыскной деятельности в Российской Федерации», «О противодействии терроризму», «О частной детективной и охранной деятельности в Российской Федерации».

Федеральные законы предоставляют корпорациям право самостоятельно организовывать свою безопасность, в том числе создавать собственные охранные подразделения с соответствующими функциями и полномочиями.

Второй блок, регулирующий деятельность корпоративной безопасности, – подзаконные акты, которые принимаются при разработке законов в целях указать свои действия в соответствующей сфере общественной деятельности. В эту серию правовых актов должны входить «Национальная Стратегия безопасности Российской Федерации» и «Экономическая Стратегия безопасности Российской Федерации на период до 2030 г.», утвержденных указами Президента РФ, а также такие документы, как «Основы государственной политики в области экологического развития России на период до 2030 г.» и «Доктрина информационной безопасности Российской Федерации».

Таким образом, «Стратегия национальной безопасности Российской Федерации» определяет национальные интересы, цели, задачи и меры в области внутренней и внешней политики, направленные на укрепление национальной безопасности Российской Федерации и обеспечение устойчивого развития страны. Стратегия призвана объединить усилия федеральных и региональных органов государственной власти и институтов гражданского общества достичь поставленных целей и задач.

Третий блок, регулирующий корпоративную безопасность, – это ведомственные правовые акты, учитывающие специфику и особенности предприятий. Это приказы, инструкции, положения, утвержденные руководством компании, устанавливающие определенные режимы безопасности (защита объектов, доступ к объектам и определенным помещениям, доступ к коммерческим тайнам, хранение секретных документов и деловой информации, защита интеллектуальной собственности корпораций, транспортировка материальных ценностей и финансовых ресурсов и др.).

В эту категорию юридических документов входят такие разделы, как, например, трудовой договор, устанавливающий личную ответственность корпоративных сотрудников за нарушение трудовой дисциплины. В нем также прописаны обязанности сотрудников, в отношении вопросов признанных коммерческой тайной, и об их неразглашении.

Весь массив ведомственных правовых актов является исключительно предметно-ориентированным. Он детализирует цели, способы и методы решения проблем, указывает необходимые меры, а также ответственных исполнителей.

• • •

Таким образом, одним из важнейших элементов управления корпоративной системой безопасности на современном этапе можно считать наличие гибкой и адекватной системы проактивной защиты, которая предполагает возможность своевременной оптимизации подходов, методов и арсенала средств защиты и перераспределения имеющихся финансовых, человеческих и интеллектуальных ресурсов, что в полной мере касается и нефтегазовых компаний. ●

Keywords: *economic efficiency, physical security, blockchain, artificial intelligence, interdisciplinary paradigm of corporate security, optimization of corporate security management of oil and gas companies.*

[11] *http://group-global.org/ru/publication/21258-strategiya-korporativnoy-bezopasnosti.*

[12] *https://ria.ru/interview/20111125/497505663.html.*

ЧТО ПОКАЗАЛА ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ

В СООТВЕТСТВИИ С ПОРУЧЕНИЕМ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ В 2019 Г. БЫЛА ПРОВЕДЕНА ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, СОДЕРЖАЩИХ СВЫШЕ 5 МЛН Т ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ С ЦЕЛЬЮ ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ТЕКУЩИХ НАЛОГОВЫХ УСЛОВИЯХ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ РАЗВЕРНУЛАСЬ БОЛЬШАЯ ДИСКУССИЯ, ПРИЧЕМ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИМЕЮТ ПРЯМО ПРОТИВОПОЛОЖНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ. АВТОР СТАТЬИ ВНОСИТ ЯСНОСТЬ ОТНОСИТЕЛЬНО РЯДА СПОРНЫХ ВОПРОСОВ, В ЧАСТНОСТИ О МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДАХ К ОЦЕНКЕ РЕНТАБЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ И ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПРОВЕДЕНИЮ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ, РЕЗУЛЬТАТЫ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ И ПРАВОМЕРНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТАК НАЗЫВАЕМОГО «ПОСКВАЖИННОГО» ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА

УДК 550.8

ACCORDING TO THE ORDER OF GOVERNMENT OF THE RUSSIAN FEDERATION, OIL INVENTORY COUNT WAS PERFORMED FOR THE DEPOSITS CONTAINING MORE THAN 5 MLN. TONS OF RECOVERABLE RESERVES IN ORDER TO PERFORM THE ANALYSIS OF ECONOMIC EFFICIENCY OF DEPOSIT DEVELOPMENT IN CURRENT TAX CONDITIONS. A WIDE DISCUSSION STARTED REGARDING THE RESULTS OF THE INVENTORY COUNT; THE RESULT ASSESSMENTS ARE COMPLETELY OPPOSITE. THE AUTHOR OF THE ARTICLE CLARIFIES THE RANGE OF MATTERS OF ARGUMENT, PARTICULARLY CONCERNING METHODOLOGICAL APPROACHES TO ASSESSMENT OF PROFITABLE RESERVES AND OBTAINED RESULTS. THE ARTICLE DEALS WITH METHODOLOGICAL APPROACHES TO INVENTORY COUNT PERFORMANCE, ITS RESULTS AND LAWFULNESS OF USING THE SO-CALLED WELL-AFTER-WELL ECONOMIC ACCOUNTING

Ключевые слова: *инвентаризация, запасы полезных ископаемых, методические подходы к оценке рентабельности, цена на нефть, месторождения.*

Давыдов Андрей Валерьевич
начальник управления извлекаемых запасов УВС, главный геолог ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», к.т.н., чл.-корр. РАЕН

Методические подходы к проведению инвентаризации

Инвентаризация проводилась по состоянию на 01.01.2019 г. В периметр инвентаризации вошли 719 месторождений с текущими извлекаемыми запасами свыше 5 млн т, которые содержат 89% всех извлекаемых запасов страны. Из рассмотрения были исключены месторождения с особым налоговым режимом, а также все месторождения с запасами менее 5 млн т, как предусматривалось поручением правительства РФ. Рентабельно извлекаемые запасы оценивались в рамках действующей налоговой системы на момент проведения инвентаризации.

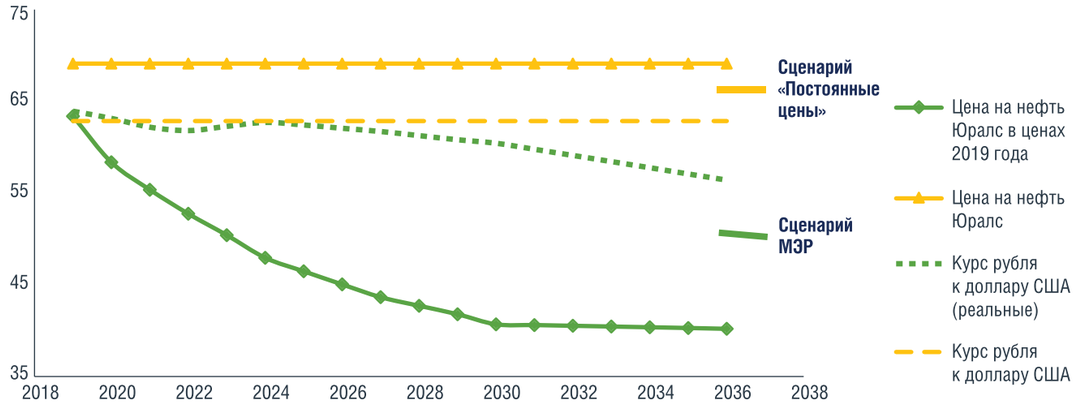
Оценка рентабельно извлекаемых запасов для целей инвентаризации производилась либо на основе технологических показателей разработки в соответствии с действующим на тот момент проектным технологическим документом, либо на основе актуализированных технико-экономических данных компании на весь период оценки. С целью получения более надежных результатов все месторождения были разбиты на 4 группы в зависимости от степени достоверности информации: на месторождения с максимальным уровнем достоверности, высоким уровнем, средним (вероятностная оценка) и низким (предварительно оцененные).

Для проведения экономического анализа использовались актуализированные нормативы капитальных и текущих затрат на основе фактических/плановых показателей по данному месторождению на год проведения оценки. Технико-экономическая оценка количества рентабельно извлекаемых запасов выполнялась для двух макроэкономических сценариев (рис. 1):

- сценарий «Постоянные цены» (далее он называется «сценарий ВМР»);
- сценарий с использованием данных последнего опубликованного на момент проведения инвентаризации запасов полезных ископаемых прогноза социально-экономического развития Министерства экономического развития Российской Федерации (далее называется «сценарий МЭР»).

Оценка рентабельно извлекаемых запасов месторождений проводилась на уровне эксплуатационных объектов, как это принято в действующих нормативных документах по проектированию разработки месторождений. Для эксперимента была проведена более детализированная оценка, начиная со скважин и далее переходя к эксплуатационным объектам и к месторождению в целом (так называемая «поскважинная» технико-экономическая оценка). О результатах этого эксперимента поговорим чуть ниже.

РИС. 1. Динамика изменения стоимости нефти сорта «Юралс» долл./барр. и курса рубля к доллару США по макроэкономическим сценариям



Основные результаты инвентаризации запасов

Оценка рентабельных извлекаемых запасов нефти проводилась раздельно по недропользователям, по федеральным округам, по категориям запасов, отдельно выделялась группа «трудноизвлекаемых» запасов и в целом по стране. Не вдаваясь в детализацию расчетов и оценок, представим основные принципиальные выводы, вокруг которых и ведется основная дискуссия.

1. Суммарные рентабельно извлекаемые запасы нефти по месторождениям с запасами нефти более 5 млн т составили по сценарию ВМР 65% (в том числе по разрабатываемым месторождениям – 69%), по сценарию МЭР – 36% от технологически извлекаемых запасов.

2. Обеспеченность рентабельными запасами добычи нефти разрабатываемых месторождений по состоянию на дату проведения инвентаризации (01.01.2019 г.) по сценарию ВМР составляет 33 года, по сценарию МЭР – 21 год.

По нашему мнению, в дальнейших расчетах, оценках перспектив развития отрасли целесообразно опираться на прогноз, выполненный в постоянных ценах как наиболее достоверный. Конечно, с первого взгляда может показаться, что он относится к разряду «оптимистичных», а прогноз по МЭР – к «пессимистичным» и нужен какой-нибудь промежуточный вариант. Но, во-первых, промежуточных вариантов может быть огромное количество, основанных на сиюминутных оценках стоимости нефти, а во-вторых необходимо обратиться к рис. 2.

На рис. 2 представлены изменения цены на нефть сорта «Юралс» и курса доллара США к рублю в XXI веке. Исходя из этих данных видно, что, несмотря на взлеты и падения, средняя цена на нефть составила 63,3 долл./баррель и практически совпадает с нынешней ценой. Второй важный момент состоит в том, что в рублевой зоне практически никаких изменений не происходит. Средняя цена на нефть в период 2016–2020 гг. составляла 53,9 долл./барр., в период 2011–2015 гг. – 95,4 долл./барр., т.е. огромная разница, в рублях же цена практически одинакова – 3471 руб./барр. и 3363 руб./барр. В таблице 1 приведено сопоставление данных по двум сценариям инвентаризации с текущим состоянием.

Из приведенной таблицы видно, что текущие параметры в рублях практически соответствуют сценарию ВМР (постоянные цены), а сценарий МЭР дает существенно ниже прогнозные оценки.

Во-вторых, в рамках действующей классификации запасов в ФБУ ГКЗ ежегодно проводится экспертиза около 800 проектных документов на разработку месторождений углеводородного сырья

РИС. 2. Средняя цена нефти сорта «Юралс» в XXI веке

Год	Средний уровень цен нефти сорта «Юралс», долл. США/баррель (Ц)	Среднее значение курса доллара США (Р)	Средний уровень цен нефти сорта «Юралс», руб./баррель
2020	41,4	72,1	2986
2019	63,9	64,7	4137
2018	69,7	62,7	4369
2017	53,1	58,3	3098
2016	41,6	67,1	2791
2015	51,0	61,0	3070
2014	97,6	38,4	3663
2013	108,0	31,0	3437
2012	110,6	31,1	3431
2011	109,6	29,4	3216
2010	78,1	30,4	2371
2009	60,7	31,7	1908
2008	93,6	24,9	2288
2007	69,4	25,6	1769
2006	60,9	27,2	1655
2005	50,2	28,3	1422
2004	34,5	28,8	995
2003	27,3	30,7	840
2002	23,7	31,3	744
2001	21,3	30,2	643

ТАБЛИЦА 1

Показатели	Текущие (средние за февраль 2021 г.)	Сценарий ВМР	Сценарий МЭР
Цена на нефть «Юралс», $/барр.	60,8	69,11	55,38
Курс рубля к доллару	74,3	62,85	62,18
Цена на нефть, руб./барр.	4517,4	4343,6 (-173,8)	3443,5 (-1073,9)

(в том числе и по месторождениям с извлекаемыми запасами менее 5 млн т) и оценка рентабельных запасов нефти в действующих на этот период макроэкономических параметрах и налоговых условиях. Ниже приведены результаты оценки рентабельных извлекаемых запасов по годам по разрабатываемым месторождениям. Как видно из табл. 2, рентабельные извлекаемые запасы нефти находятся в пределах 69,2–74,4 %, что практически соответствует и полученным результатам по инвентаризации запасов в условиях ВМР по разрабатываемым месторождениям.

И, наконец, в-третьих, необходимо отметить то, что объем рентабельных запасов нефти по оценке ВМР практически соответствуют международным оценкам объема запасов нашей страны.

Оценка рентабельных запасов и прогноз уровней добычи нефти на основе «поскважинной» экономической оценки

Один из самых дискуссионных вопросов проведенной инвентаризации запасов нефти, выполняемой в рамках поручения правительства РФ. Этот вопрос касается дальнейшего развития нефтяной промышленности России

Этому вопросу посвящен целый ряд статей [1–4]. Не вдаваясь в детали данной дискуссии, отметим следующее.

1. Один из самых важных моментов заключается в том, что методика «поскважинного» экономического расчета нигде не опубликована, никто, кроме самих авторов, ее не знает, и поэтому утверждения авторов, что она является единственно правильной и только ее надо применять при экономической оценке, выглядят явно необоснованными и неубедительными.

2. Все технологические расчеты, выполняемые с использованием гидродинамических моделей, основаны именно на учете работы скважин в общей системе разработки, включающей добывающие и нагнетательные скважины. Скважины выходят из эксплуатации по технологическим критериям, после чего они либо вообще выводятся из эксплуатации, либо переводятся на другие эксплуатационные объекты в рамках рассматриваемого месторождения, либо из них бурится второй ствол, либо они при необходимости переводятся под закачку. При этом выход одной скважины приводит к изменению процесса фильтрации жидкости, изменению режима работы других скважин, что и учитывается в гидродинамических расчетах, т.е. система разработки объекта есть динамический процесс. И именно эффективность этого процесса потом оценивается на основе экономических

ТАБЛИЦА 2

Категория запасов	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
	Рентабельные извлекаемые запасы, %			
A	85,2	79,1	89,7	79,3
B1	76,8	67,2	69,3	71,8
A+B1	79,1	72,8	77,6	75,9
B2	58,3	60,1	66,4	59,1
A+B1+B2	**73,9**	**69,2**	**74,4**	**72,2**
Цена на нефть, $/барр.	**41,6**	**53,1**	**69,7**	**63,9**
Курс рубля к доллару США	**67,1**	**58,3**	**62,7**	**64,7**

расчетов, и из нескольких вариантов разработки выбирается наилучший на основе технико-экономических расчетов. «Поскважинный» экономический расчет есть процесс статический, т.е. берется рекомендуемый, наилучший, вариант разработки месторождения (заметим, уже выбранный на основе технико-экономических расчетов) и препарируется путем оценки экономической эффективности каждой скважины. Соответственно, «нерентабельные» скважины не бурятся, скважины, выведенные из эксплуатации раньше или позже (как правило, раньше) технологических ограничений, не переводятся на другие объекты, где, соответственно, также происходят потери в добыче нефти и т.д. В результате потери в добыче нефти и в суммарной экономической эффективности могут быть существенны, что детально показано в работе [4] и о чем будет сказано еще раз ниже.

Необходимо еще раз подчеркнуть, что при «поскважинном» экономическом расчете теряется вся технологическая основа разработки месторождений и, по сути, *при реализации этого подхода будет производиться выборочная отработка запасов*. Поэтому, если все-таки использовать такой подход, то надо это делать правильно, т.е. при выводе из эксплуатации скважин не по технологическим, что учитывается в гидродинамических расчетах, а по экономическим ограничениям, не учитывающим технологический процесс выработки запасов, необходимо снова пересчитывать вариант разработки, так как перераспределение добычи внутри каждого объекта разработки и по объектам в пределах одного месторождения будет другим. Таких расчетов может быть очень много, десятки, если не сотни и более, в зависимости от числа скважин [3, 4]. И если уже говорить о затратах, то насколько дополнительные и, возможно, кратно увеличенные затраты средств и времени на такие «поскважинные» расчеты будут соответствовать полученному результату и будет ли он отличаться от классических, гидродинамически и технологически обоснованных пообъектных расчетов, пока непонятно. Понятно только, что такой «поскважинный» подход приведет не только к снижению коэффициента извлечения нефти, технологических и рентабельных запасов, но и к существенному снижению уровня добычи нефти по стране. Так, в качестве примера, по трем крупным по запасам месторождениям, планируемым к масштабному разбуриванию в соответствии с проектно-технологическим документом, за рентабельный срок разработки месторождений по проектным документам планируется добыть 1454 млн т нефти, при «поскважинном» подходе – 593 млн т, то есть на 861 млн т или на 59 % меньше. При этом NPV недропользователя увеличится по сравнению с традиционным подходом на 76,8 млрд руб., в то время как дисконтированный доход государства снизится на 1,1 трлн руб., т.е. снижается суммарная экономическая эффективность разработки месторождения.

При таком подходе невозможно осуществлять полномасштабное освоение и эффективную разработку крупных по запасам или новых нефтегазовых объектов

С точки зрения распорядителя недр, то есть государства, такой подход, реализованный в рамках эксперимента, не отвечает закону «О недрах», рациональному недропользованию и не может быть оправдан.

Выводы

1. Проведенная инвентаризация выполнила свои задачи в плане оценки рентабельных запасов по основному объему извлекаемых запасов нефти страны. Целесообразно проводить инвентаризацию запасов через определенные промежутки времени, например 3–5 лет, для получения динамики их изменения в зависимости от макроэкономических критериев и действующей налоговой системы на дату проведения инвентаризации.

2. По нашему мнению, при долгосрочном прогнозировании добычи нефти необходимо исходить из того, что рентабельные запасы нефти находятся в пределах 65–69 % от текущих извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе, и обеспеченность текущей добычи нефти рентабельными запасами составляет порядка 30 лет.

3. «Поскважинная» экономическая оценка, проведенная в виде эксперимента в рамках инвентаризации запасов, показала необходимость определения возможности и области применения такого подхода, особенно в части освоения новых месторождений, требующих больших инвестиций, а также необходимость создания и обсуждения методики расчетов экспертным сообществом. Такое обсуждение целесообразно провести в рамках экспертно-технического совета ФБУ «ГКЗ». ●

Литература

1. *Выгон Г.В. Инвентаризация запасов: от государственной экспертизы к национальному аудиту. Нефтегазовая вертикаль. № 2019 г., с. 19–24.*
2. *Инвентаризация запасов: необходимость системных изменений. Аналитический обзор VYGON Consulting, декабрь 2019 г. – 39 с.*
3. *Шандрыгин А.Н. Оценка извлекаемых запасов углеводородов. Нужно ли изобретать велосипед? НефтьГазПраво, № 1, 2020 г., с. 43–49.*
4. *Давыдов А.В. Инвентаризация запасов: необходимость системных изменений. Что нужно, а что нет? Нефтегазовая вертикаль, № 6, 2020 г., с. 6–12.*

KEYWORDS: *inventory, mineral reserves, methodological approaches to assessing profitability, oil price, deposits.*

МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗА

Страны, обладающие крупнейшими запасами газа, трлн м³ (% от общемировых)

КРУПНЕЙШИЕ ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Крупные с запасами 100–1000 млрд м³ газа

Ормен Ланге

- **Запасы 400** млрд м³ газа и **29** млн м³ газового конденсата
- **Норвегия**
- **Операторы:** Equinor (28,8 %), Shell (17,2 %), Petoro (36 %), DONG Energy (10,9 %) и ExxonMobil (7,2 %)

Кенган

- **Запасы** природного газа **0,8** трлн м³
- **Иран**
- **Оператор:** государственная компания NIOC

Хангиран

- **Запасы** природного газа **0,4** трлн м³
- **Иран**
- **Оператор:** государственная компания NIOC

Гигантские с запасами 1–5 трлн м³ газа

Хасси-Рмель

- **Запасы** газа свыше **2600** млрд м³, конденсата **500** млн тонн
- **Алжир**
- **Оператор:** государственная нефтегазовая компания Sonatrach

Шах-Дениз

- **Запасы** природного газа **1,2** трлн м³, конденсата **240** млн тонн
- **Азербайджан**
- **Операторы:** BP Azerbaijan (25,5 %), Statoil Azerbaijan (25,5 %), SOCAR Azerbaijan (10 %), Elf Petroleum Azerbaijan (10 %), LukAgip N.V. (10 %), Oil Industries Engineering & Construction (10 %), Turkish Petroleum Overseas Company Limited (9 %)

Гронингенское

- **Запасы** газа **2,7** трлн м³
- **Нидерланды**
- **Оператор:** Nederlandse Aardolie Maatschappij

Дхирубхай

- **Запасы** газа **1,6** трлн м³
- **Индия**
- **Операторы:** «Reliance Industries» (90 %), «Nico Resources» (10 %)

Уникальные с запасами 5 трлн м³ газа и более

Северное/Южный Парс

- **Запасы** газа **28** трлн м³
- Персидский залив **(Катар, Иран)**
- **Операторы:** Qatargas, RasGas, NIOC
  Участники разработки месторождения: Газпром, Eni и Total

Уренгойское

- **Запасы** газа **10** трлн м³
- **Россия**, ЯНАО
- **Оператор:** ООО «Газпром добыча Уренгой»

Галкыныш

- **Запасы** природного газа **200** млрд м³
- **Туркменистан**
- **Оператор:** государственная компания «Туркменгаз»

СОВРЕМЕННЫЕ ГАЗОКОМПРЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

как фактор надежной эксплуатации генерирующего оборудования

Зимнухов Эдуард Семенович
руководитель Департамента реализации проектов ООО «ЭНЕРГАЗ»

ЗНАЧЕНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ГАЗОПОДГОТОВКИ И ГАРАНТИРОВАННОГО ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕСПЕРЕБОЙНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПОКАЗАНО НА ПРИМЕРЕ ПАРОГАЗОВОГО ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ-230 МИНСКОЙ ТЭЦ-3

THE IMPORTANCE OF INTEGRATED GAS CONDITIONING AND GUARANTEED FUEL SUPPLY FOR ENSURING THE UNINTERRUPTED OPERATION OF ENERGY FACILITIES IS SHOWN ON THE EXAMPLE OF THE COMBINED CYCLE POWER UNIT CCGT-230 AT MINSK CHPP-3

УДК 621.51; 621.311

Ключевые слова: *газоподготовка, компрессорная станция, газокомпрессорные технологии, генерирующее оборудование, тепловодоснабжение.*

В энергосистеме Белоруссии Минская ТЭЦ-3 (филиал РУП «Минскэнерго») работает с 1951 года. На тот момент это был первый в республике опыт пуска энергооборудования высокого давления. МТЭЦ-3 входит в единый производственно-технологический комплекс по производству, передаче и распределению тепловой и электрической энергии. Е установленная мощность сегодня составляет 442 МВт по электричеству и 1632 Гкал/ч по теплу.
Станция работает по тепловому графику нагрузок, обеспечивая теплоснабжение промышленного района г. Минска и его социальной сферы, включая часть центра города. Энергообъект имеет сложную тепловую схему, оборудование с различными параметрами пара и поперечными связями. Постоянная плановая модернизация и реконструкция оборудования поддерживает надежную и экономичную работу ТЭЦ.

ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА ПГУ-230

В 2009 году в производственной жизни МТЭЦ-3 начался новый этап – в рамках реконструкции введена в эксплуатацию парогазовая установка (фото 1).

ПГУ-230 оснащена эффективным оборудованием с высокими техническими показателями. Здесь действует газотурбинная установка (ГТУ) производства Alstom – газовая турбина типа GT13E2 с генератором 50WY21Z-095 номинальной мощностью 168 МВт. Примечательно, что на МТЭЦ-3 данная ГТУ обрела имя собственное – Гертруда.

Кстати, это первая турбина GT13E2, установленная на территории СНГ. В России аналогичные агрегаты впервые ввели в 2014 году на Новогорьковской ТЭЦ.

ФОТО 1. Парогазовый энергоблок ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3

GT13E2 обладает повышенным КПД (более 38 % в простом цикле и 55 % в комбинированном) и является одной из наиболее универсальных в своем классе. Турбина характеризуется беспрецедентной эксплуатационной гибкостью, надежной конструкцией и длительными межремонтными интервалами. Она также обеспечивает высокую производительность при частичных нагрузках (до 50 %) и имеет низкие выбросы NO_x при работе в широком диапазоне температур. Оперативный запуск двигателя осуществляется менее чем за 15 минут. В настоящее время в мире функционируют свыше 190 турбин GT13E2, которые суммарно отработали 14 млн часов

Из турбины отработавшие горячие газы (продукты сгорания топлива) попадают в двухконтурный котел-утилизатор типа HRSG/DP01.1 (SES ENERGY), который вырабатывает пар для вторичной генерации электроэнергии.

Полученный пар направляется в турбоустановку номинальной мощностью 65 МВт на базе паровой турбины Т-53/67-8,0 (Уральский турбинный завод) и генератора ТФ-80-2УЗ (Элсиб).

Таким образом, применяемые на парогазовой установке технологии обеспечивают комбинированную выработку энергии, высокую отдачу от использования топлива и общую эффективность объекта. Электрическая мощность ПГУ-230 составляет 222 МВт, тепловая – 136 Гкал/ч, КПД энергоблока – 52,5 %.

Основное и резервное топливо – природный газ.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА

Снабжение ПГУ топливным газом с установленными параметрами по чистоте, давлению, температуре и расходу обеспечивает система газоподготовки, основу которой до недавнего времени составляла дожимная компрессорная станция производства VPT Kompressoren GmbH (ДКС-1).

Проблема заключалась в работе ДКС-1 без резервирования, что вынуждало совмещать периоды обслуживания и ремонта генерирующего и технологического оборудования, а главное – создавало риск незапланированных остановов парогазового энергоблока. Поэтому на МТЭЦ-3 было принято решение модернизировать (расширить) систему газоподготовки.

22 марта с.г. на площадке ПГУ введена в эксплуатацию дожимная компрессорная станция (фото 2), поставленная компанией ЭНЕРГАЗ. Новая ДКС-2 выполнена на базе винтового маслозаполненного компрессора с электродвигателем в качестве привода (фото 3) и представляет собой блочно-модульную технологическую установку с максимальной интеграцией элементов на единой раме.

Станция размещается в собственном шумопоглощающем укрытии, которое оснащено системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение). Согласно требованиям по безопасности модуль оборудован системами пожарообнаружения, газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

РИС. 1. Макет газовой турбины GT13E2

ФОТО 2. Новая ДКС топливного газа от компании ЭНЕРГАЗ

ФОТО 3. Основа ДКС-2 – винтовой компрессор с электродвигателем

Данная ДКС – вторая по мощности среди всех 234 газодожимных компрессорных станций винтового типа, ранее введенных ЭНЕРГАЗом в электроэнергетике и на различных объектах нефтегазовой отрасли

Установка номинальной производительностью 38 160 кг/ч компримирует топливо до необходимых расчетных значений (2,75 МПа) и подат его в газовую турбину ПГУ. Расход газа зависит от динамики изменения нагрузки турбины и контролируется при помощи специальной двухконтурной системы регулирования.

Первый контур (управление золотниковым клапаном компрессора) обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование расхода газа в диапазоне 15...100%. Для контроля производительности в нижнем диапазоне 0…15% первый контур комбинируется с системой рециркуляции газа (второй контур), что позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки при переходных режимах работы сопряженной турбины.

Многоступенчатая система фильтрации топливного газа состоит из входного стрейнера, газо-масляного сепаратора 1-й ступени очистки (фото 4) и дуплексных коалесцирующих фильтров 2-й ступени (фото 5). Остаточное содержание примесей в газе на выходе из ДКС-2 составляет не более 1 ppmw (мг/кг).

Технологической схемой предусмотрено устойчивое поддержание расчетной температуры топлива. Линия нагнетания компрессорной станции оснащена кожухотрубным теплообменным аппаратом (фото 6), который охлаждает рабочую среду и обеспечивает оптимальную температуру подачи газа (+50 °С), установленную производителем турбины и проектными требованиями.

В маслосистеме ДКС-2 используется сложноэфирное синтетическое масло нового поколения ESTSYN, которое специально создано для винтовых газодожимных установок. Масло марки ESTSYN CE100 обеспечивает эффективную эксплуатацию таких установок, увеличивает их надежность и срок службы

В состав нового оборудования также входит воздушная компрессорная станция.

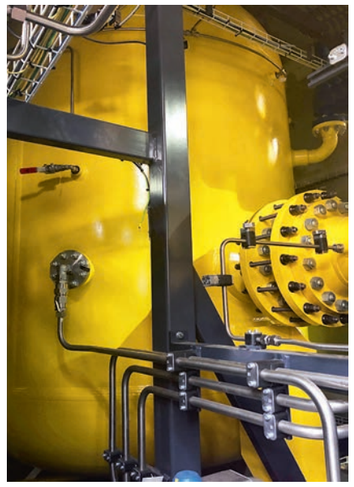


ФОТО 4–6. Элементы систем фильтрации и охлаждения газа (слева направо): сепаратор 1-й ступени очистки, фильтр 2-й ступени, теплообменный аппарат

ФОТО 7. Управление обеими ДКС осуществляется с верхнего уровня – из диспетчерской ПГУ

ФОТО 8. Комплексный ввод оборудования выполнили специалисты компании СервисЭНЕРГАЗ

Модульная ВКС собственных нужд, расположенная в отдельном блок-боксе, обеспечивает сжатым, сухим и чистым воздухом пневматические компоненты ДКС-2.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДКС-2

Пуску газокомпрессорной станции № 2 предшествовали комплексные испытания под нагрузкой – в сопряжении с ГТУ Alstom. 72-часовое опробование проводилось ступенчато при различных режимах мощности турбины, в ходе тестирования ДКС-2 отработала штатно, без нареканий. Станция подтвердила основные проектные характеристики и достигла гарантированных функциональных показателей:

- расход газа – 10,6 кг/с;
- номинальное давление нагнетания – 2,75 МПа;
- температура газового топлива на выходе ДКС – до +50 °С;
- диапазон регулирования объемной производительности – 0...100%;
- вибросостояние газового компрессора – в соответствии с технической документацией изготовителя;
- уровень звукового давления на расстоянии 1 м от ДКС-2 – не более 80 дБА.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПГУ

Помимо расширения технологических возможностей системы подготовки топливного газа модернизирована схема газоснабжения ПГУ.

Особенность эксплуатации ДКС-1 и ДКС-2 состоит в том, что функционируют они попеременно, равномерно распределяя эксплуатационную нагрузку. При включении в работу одной установки вторая переходит в режим горячего резерва

Их собственные САУ осуществляют подготовку к пуску, пуск, останов и поддержание оптимального режима эксплуатации; контролируют рабочие характеристики и загазованность в технологических отсеках ДКС; обеспечивают автоматические защиты и сигнализацию; обрабатывают параметры основных процессов и аварийных событий с выдачей информации на панель оператора по стандартному протоколу обмена.

Чтобы качественно выполнить и эту задачу, ЭНЕРГАЗ оснастил компрессорные станции двухуровневой системой автоматизированного управления и регулирования (САУиР), которая объединила локальные САУ обеих ДКС и интегрировала их в АСУ ТП объекта. Пульт дистанционного управления (автоматизированное рабочее место оператора – АРМ) размещен в диспетчерской ПГУ (фото 7).

САУиР выполнена на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения, коммутационного оборудования, каналов и протоколов связи. Управление с верхнего уровня осуществляется в полном объеме аналогично управлению «по месту».

Комплексный ввод ДКС-2, воздушной КС и САУиР (шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные и интегрированные испытания), а также обучение оперативного персонала выполнили специалисты компании СервисЭНЕРГАЗ (Группа ЭНЕРГАЗ).

Реализация проекта на основе современных газокомпрессорных технологий повышает надежность топливоснабжения высокоэффективного парогазового энергоблока и обеспечивает бесперебойную эксплуатацию ПГУ-230 на всех режимах и при любых климатических условиях. ●

KEYWORDS: *gas treatment, compressor station, gas compressor technologies, generating equipment, heat supply system.*

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОМПРЕССОРЫ С ГАЗОТУРБИННЫМ ПРИВОДОМ ЯВЛЯЮТСЯ ОСНОВОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ДЛЯ АКТИВИЗАЦИИ УСИЛИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ПОВЫШЕНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ. ЭТА СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ОЦЕНКЕ ОПТИМИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ НА ПРИМЕРЕ КАК ОТДЕЛЬНЫХ ЕЕ КОМПОНЕНТОВ, ТАК И ВСЕЙ СИСТЕМЫ СТАНЦИИ В ЦЕЛОМ

GAS TURBINE DRIVEN CENTRIFUGAL COMPRESSORS ARE THE BACKBONE OF THE OIL AND GAS INDUSTRY. TO STEP UP EFFORTS TO REDUCE GREENHOUSE GAS EMISSIONS, ONE OF THE MOST PROMISING AREAS IS TO IMPROVE OPERATIONAL EFFICIENCY. THIS ARTICLE IS DEVOTED TO THE EVALUATION OF OPTIMIZING THE EFFICIENCY OF EQUIPMENT AND IMPROVING THE OPERATIONAL EFFICIENCY OF COMPRESSOR STATIONS ON THE EXAMPLE OF BOTH ITS INDIVIDUAL COMPONENTS AND THE ENTIRE STATION SYSTEM AS A WHOLE

Ключевые слова: *компрессорная станция, природный газ, КПД, газотурбинный компрессор, газоперекачивающие агрегаты, оптимизация режимов работы компрессорных станций.*

УДК: 62-1/-9

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

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

Природный газ является важным источником энергии для будущего. Изобилие природного газа в сочетании с его экологичностью и многочисленными применениями во всех секторах означает, что природный газ будет продолжать играть все более важную роль в удовлетворении спроса на энергию во многих странах. В то время как краткосрочные факторы могут существенно повлиять на спрос природного газа, именно долгосрочные факторы спроса отражают основные тенденции использования природного газа в будущем. Для анализа тех факторов, которые влияют на долгосрочный спрос на природный газ, наиболее полезно изучить спрос на природный газ по секторам. Три наиболее важных сектора: жилищный и коммерческий спрос, промышленный спрос и спрос на электроэнергию.

Компрессорные станции играют решающую роль в газовой промышленности (рис. 1). Они считаются одним из самых важных активов в значительно большом количестве систем транспорта газа по всему миру. Обратим внимание, что компрессорная станция может состоять из нескольких компрессорных агрегатов, соединенных последовательно или параллельно.

Простое определение компрессора – это устройство для увеличения давления природного газа путем уменьшения его объема, обеспечивая тем самым необходимую движущую силу, чтобы поддерживать его движение. Это устройства, стратегически установленные вдоль газопровода, которые позволяют обеспечивать достаточное количество энергии природному газу для его дальнейшей транспортировки. В результате природный газ преодолевает потери на трение и поддерживает необходимое давление, чтобы продолжать движение по линии трубопровода к другой компрессорной станции или конечным потребителям.

В газовой промышленности можно встретить несколько типов газоперекачивающих агрегатов. К числу наиболее часто используемых относятся компрессоры, характеризующиеся центробежным динамическим движением или возвратно-поступательными перемещениями. Последний представляет собой компрессор, в котором сжимающим элементом является поршень, производящий возвратно-поступательные движения в цилиндре. Во многих случаях решение об использовании центробежной или поршневой компрессорной установки включает в себя, среди прочих факторов, тщательный анализ условий эксплуатации, исследования гидравлических трубопроводов, требования к выбросам и общие оценки стоимости жизненного цикла. Кроме того, характеристики давления и расхода трубопроводов в сочетании с установившимися и переходными процессами системы также влияют на конструкцию и компоновку компрессорных установок на станции.

Центробежные компрессоры с газотурбинным приводом являются основой нефтегазовой промышленности. Для активизации усилий по сокращению выбросов парниковых газов одним из наиболее перспективных направлений является повышение операционной эффективности.

РИС. 1. Компрессорная станция с тремя центробежными компрессорами с газотурбинным приводом

В нефтегазовой промышленности повышение эффективности происходит за счет повышения эффективности оборудования или за счет повышения эффективности эксплуатации. Эта работа посвящена повышению операционной эффективности. Обсуждение будет проводиться от эксплуатационных характеристик газотурбинных компрессоров к характеристикам их применения.

Для подачи природного газа из скважины на электростанцию, городскую газораспределительную систему или химический завод необходимо сжатие газа. Это включает в себя такие процессы, как сбор газа и сжатие газа вблизи скважины, использование газа для повышения нефтеотдачи пластов или рекомпрессия газа после переработки на газовой установке. Такой процесс может включать сжатие газа, чтобы его можно было транспортировать по трубопроводам, как подводным, так и наземным, или для хранения в составе трубопроводной системы. Сжатие газа используется в процессах сжижения природного газа (СПГ). Основой для решения этих задач сжатия являются центробежные компрессоры с газотурбинным приводом.

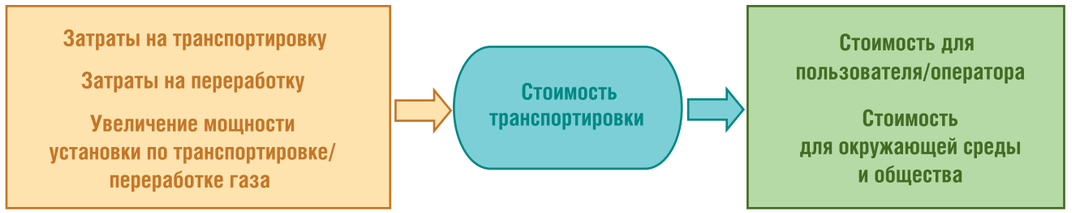
Оптимизация компрессорных станций может означать несколько вещей. Наиболее общим определением может быть снижение затрат на транспортировку или добычу либо за счет снижения затрат на транспортировку или переработку определенного количества газа, либо за счет увеличения мощности данной установки по транспортировке или переработке газа (рис. 2).

Когда мы говорим о стоимости, мы должны учитывать, что существует стоимость для пользователя или оператора газокомпрессорной станции, а также для окружающей среды и общества. Компоненты затрат, помимо затрат на создание станции, могут включать затраты на топливо, техническое обслуживание и агрегаты, недоступные для производства. Производственная мощность играет определяющую роль, поскольку увеличение производственной мощности может снизить себестоимость единицы продукции.

Это также означает, что любой из этих факторов зависит от эффективности компрессора или газовой турбины не как отдельный, изолированный фактор, а как неотъемлемая часть общей системы.

В данной работе мы будем оценивать оптимизацию эффективности на примерах как отдельных компонентов, так и на уровне компрессорной станции, а также на уровне всей системы взаимодействующих компрессорных станций, поскольку они часто встречаются в более крупных трубопроводных операциях. Одна из особенностей большинства нефтяных и газовых применений заключается в том, что условия работы оборудования будут меняться во всех временных масштабах, будь то минута, час, день, сезон или в течение многих лет.

РИС. 2. Определение эффективности



Уровень оснащения

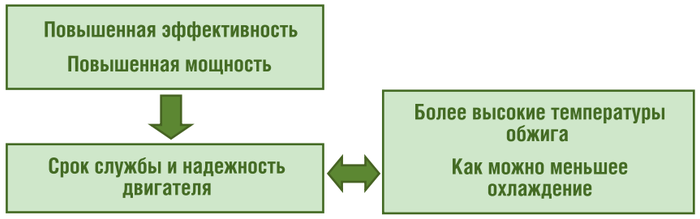
Задача оптимизации для газовых турбин предполагает увеличение теплового КПД (т.е. расхода топлива на единицу выходной мощности) и увеличение плотности мощности (количества мощности на единицу массового расхода). Оба параметра могут быть улучшены за счет повышения температуры горения двигателя (рис. 3). Однако увеличение времени обжига на существующем двигателе негативно скажется на сроке службы двигателя, то есть времени между необходимыми капитальными ремонтами, и связанной с этим надежности двигателя. Этому эффекту можно противостоять, увеличивая количество охлаждающего воздуха для лопаток турбины, но это также снизит эффективность двигателя. Имея возможность очень точно предсказать локальную температуру лопасти, а также проверить эти температуры экспериментально, можно использовать охлаждающий воздух как можно более скупо. Такие инструменты, как сопряженная теплопередача, методы измерения облученных кристаллических сенсоров, а также улучшенные материалы и покрытия, могут помочь в этом уравновешивающем акте.

Аналогично и для улучшения центробежных газовых компрессоров: изменение условий эксплуатации требует не просто более высокого КПД, но и его достаточного наличия в широком диапазоне расхода. Опять же, у нас есть два противоречивых требования.

Оптимизация на уровне станции

На компрессорной станции мы можем столкнуться с одним или несколькими газотурбинными компрессорами. Во многих случаях они различаются с точки зрения проектной точки компрессора, номинальной мощности турбины и сроком эксплуатации. Во многих случаях компрессоры имеют размеры, соответствующие четко определенной рабочей точке. Реальность такова, что этой проектной точки не существует. Скорее, изменятся условия эксплуатации. На самом деле это не просто вариации вокруг точки проектирования. Во многих случаях

РИС. 3. Оптимизация противоречащих требований



наиболее часто встречающиеся условия эксплуатации существенно отличаются от проектных. Большие колебания температуры окружающей среды, с их влиянием на выходную мощность газовой турбины, могут перевести режим работы с полной нагрузкой при высоких температурах окружающей среды в режим работы с частичной нагрузкой, когда становится холоднее. Газовые турбины, как правило, теряют эффективность при работе с частичной нагрузкой. Поэтому одна из задач оптимизации состоит в том, чтобы решить, следует ли выполнять задачу сжатия с одним или двумя большими единицами или с большим количеством меньших единиц.

Метод калибровки с неопределенностью

Для типичных нефтегазовых применений условия эксплуатации приобретаемого оборудования основаны на прогнозах и допущениях. Это приводит к фактическим условиям эксплуатации, отличным от первоначальных проектных условий. Тем не менее, установка все еще должна соответствовать определенным договорным требованиям, то есть трубопровод должен быть в состоянии доставить определенное количество газа.

Более эффективным методом является присвоение вероятностей входным рабочим параметрам, таким как шероховатость трубы, состав газа, температура окружающей среды, деградация оборудования или различия между прогнозом производительности компрессора и фактической производительностью. Использование статистических и вероятностных инструментов позволяет лучше учитывать непредсказуемость характеристик компонентов. Использование этого метода позволяет проектировать установки, которые лучше всего работают при наиболее вероятных сценариях, в отличие от традиционных конструкций, которые, как правило, работают лучше всего при маловероятных наихудших сценариях.

Оптимизация при проектировании систем

Более глубокое понимание и оптимизация подсистем (отдельных компрессоров, компрессорных станций) позволяют проводить оптимизацию на уровне всей системы, например, для всего трубопровода или сети трубопроводов.

Оптимизация работы трубопроводов и других компрессионных систем, таких как системы сбора газа или системы хранения требует точного моделирования гидравлики трубопроводов, а также поведения задействованных систем управления. Задействованные временные масштабы могут потребовать обработки переходного поведения на уровне станции и трубопровода.

Понимание трубопроводной гидравлики и присущей ей емкости хранилища может привести к принятию решений о количестве компрессоров на станции или о требованиях к запасным агрегатам. Например, 3 меньших блока на станции могут позволить отключить блок в более холодную часть года, в то время как 2 больших блока не позволят этого сделать, поскольку рабочий диапазон компрессора приведет к большой неэффективности. Это не только оптимизирует расход топлива, но и снизит требования к техническому обслуживанию, а также повысит эксплуатационную готовность.

В конечном счете, концепция виртуального трубопровода, где трубопроводная гидравлика вместе с точным представлением рабочих параметров газовой турбины и газового компрессора, охладителя и точной моделью системы управления и связанных с ней клапанов позволяет оптимизировать производительность в реальном времени. Такие системы могут использовать данные датчиков давления и расхода для улучшения своих прогнозных возможностей. В итоге объединение этих систем с системами мониторинга состояния и прогнозирования технического обслуживания может создать среду, которая значительно снизит транспортные расходы.

Оптимизация на уровне макросистем

Будущее энергоснабжения и экологических решений потребует интеграции еще более крупных систем: решения о снижении выбросов не должны приниматься на уровне отдельных газовых турбин. При сравнении компрессоров с приводом от электродвигателя и компрессоров с приводом от газовой турбины в трубопроводе электрический вариант, по-видимому, обеспечивает более низкие выбросы. Однако в зависимости от того, как производится электроэнергия (угольная, газовая, возобновляемая и т.д.), фактические выбросы электрической компрессорной станции с учетом выбросов, образующихся при производстве электроэнергии, могут быть выше, чем для газотурбинной станции. Необходимо также решить проблему выбросов метана. Ключевые улучшения могут быть получены за счет избежания остановок с последующей продувкой станции.

Еще одной областью, заслуживающей упоминания, является обсуждение вопросов хранения электроэнергии и интеграции периодически доступных возобновляемых источников энергии (например, ветра или солнца) в системы энергоснабжения. Помимо поиска новых дорогостоящих хранилищ на базе батарей или хранилищ сжатого воздуха, мы можем воспользоваться преимуществами системы трубопроводов природного газа и хранилищ. Углеводороды, такие как природный газ, «хранят» энергию и могут сделать ее доступной, когда это необходимо, на тепловых электростанциях через процесс сжигания. В трубопроводной системе имеется огромный объем запасенного газа, который является невероятно гибким, и из-за большого числа производителей газа любой дефицит системы может быть легко компенсирован свежим газом из тысяч скважин природного газа.

Выводы

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) являются основными потребителями энергетических ресурсов на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов, и за счет оптимизации режимов работы ГПА можно добиться существенного снижения потребления энергоресурсов при магистральном транспорте природного газа. Однако способы оптимизации могут отличаться в зависимости от особенностей КС.

Есть два разных пути улучшения текущего состояния:

1. Можно создавать более сложные, высокоточные модели. Некоторые из них уже доступны: например, модели производительности компрессоров и газотурбин или динамические модели компрессорных станций и трубопроводов. Эти модели могут быть улучшены путем использования точных данных измерений и датчиков для постоянного обновления этих моделей.
2. Другой подход будет использовать большие объемы данных, то есть “Big data” для обнаружения корреляций и оптимизации относительно простых моделей. Проблема в том, что корреляции в больших массивах данных не всегда описывают реальную физику проблемы.

Понимая и интегрируя эксплуатационные характеристики газотурбинных компрессоров и особенности их применения, системы сжатия могут быть оптимизированы для снижения расхода топлива и выбросов, снижения затрат на техническое обслуживание и увеличения производительности.

Этот процесс должен включать в себя оптимизацию в деталях, требованиях к охлаждающему потоку в газовой турбине или аэродинамике ступени газового компрессора, но еще больше это касается оптимизации проектирования и эксплуатации установок. Такой целостный подход откроет значительные возможности для снижения затрат на добычу и транспортировку газа не только для операторов этих систем, но и для общества в целом. ●

Литература

1. *Поршаков Б.П., Апостолов А.А., Калинин А.Ф. и др. Основы энергоресурсосберегающих технологий трубопроводного транспорта природных газов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2004. – 186 с.*
2. *Электронный ресурс: https://www.hindawi.com/journals/ijrm/2012/715017/*
3. *Байков И.Р., Китаев С.В., Шаммазов И.А. Методы повышения энергетической эффективности трубопроводного транспорта природного газа. – СПб.: Недра, 2008. – 439 с.*
4. *Электронный ресурс: https://www.researchgate.net/publication/337546089_Optimization_of_compressor_stations*
5. *Калинин А.Ф. Эффективность и регулирование режимов работы систем трубопроводного транспорта природного газа. – М.: МПА-Пресс, 2004. – 168 с.*

KEYWORDS: *compressor station, natural gas, efficiency, gas turbine compressor, gas pumping units, optimization of operating modes of compressor stations.*

РЫНОК НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Перспективы развития отрасли

УДК 338.45

В РЕЗУЛЬТАТЕ СНИЖЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА, А ТАКЖЕ В СИЛУ ПРИОСТАНОВКИ ДЕЛОВОЙ АКТИВНОСТИ ВО ВСЕМ МИРЕ В СВЯЗИ С РАСПРОСТРАНЕНИЕМ КОРОНАВИРУСНОЙ ИНФЕКЦИИ РОССИЙСКОЕ ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ СОКРАТИЛОСЬ ПО ИТОГАМ ПЕРВОГО ПОЛУГОДИЯ 2020 ГОДА НА 9%. ОБЪЕМ ПОСТАВОК В ТЕЧЕНИЕ ГОДА ПОДДЕРЖИВАЛСЯ ЕЩЕ ДОКРИЗИСНЫМИ КОНТРАКТАМИ, ЗАКЛЮЧЕННЫМИ В 2019 ГОДУ, ОДНАКО ЗА ПРОШЕДШИЙ ГОД КОЛИЧЕСТВО ЗАКЛЮЧЕННЫХ КОНТРАКТОВ УПАЛО В 5 РАЗ, И 2021 ГОД ДЛЯ ЭТОЙ ОТРАСЛИ МОЖЕТ СТАТЬ НЕПРОСТЫМ. О СТРУКТУРЕ И СОСТОЯНИИ РОССИЙСКОГО РЫНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, А ТАКЖЕ О ПЕРСПЕКТИВАХ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ РАССКАЗЫВАЮТ ЭКСПЕРТЫ ГРУППЫ «ДЕЛОВОЙ ПРОФИЛЬ»

THE PRODUCTION OF OIL AND GAS EQUIPMENT DECLINED BY 9% IN THE FIRST SIX MONTHS OF 2020 AS A RESULT OF A DECREASE IN OIL AND GAS CONDENSATE PRODUCTION, AS WELL AS DUE TO THE SUSPENSION OF BUSINESS ACTIVITY AROUND THE WORLD AND CORONAVIRAL CONTAGION. DURING THE YEAR THE SUPPLY VOLUME WAS SUPPORTED BY PRE-CRISIS CONTRACTS CONCLUDED IN 2019, BUT DURING THE PREVIOUS YEAR THE NUMBER OF CONCLUDED CONTRACT REDUCED FIVEFOLD, AND 2021 MAY BECOME A DIFFICULT YEAR FOR THIS INDUSTRY. THE EXPERTS OF BUSINESS PROFILE GROUP TELL ABOUT THE STRUCTURE AND CONDITION OF RUSSIAN MARKET OIL AND GAS EQUIPMENT, AS WELL AS ABOUT THE PROSPECTS OF THIS BRANCH DEVELOPMENT

Ключевые слова: *нефтегазовое оборудование, цены на нефть, буровые установки, введение скважин в эксплуатацию, инвестиционные проекты.*

Шнипова Александра
заместитель руководителя практики Управленческого консалтинга Группы компаний «ДЕЛОВОЙ ПРОФИЛЬ»

Развитие российского рынка нефтегазового оборудования и, в частности, объем спроса на буровые установки в полной мере определяются состоянием нефте- и газодобывающей отраслей, поскольку основными заказчиками являются нефтяные и нефтесервисные компании. Несмотря на то, что Россия входит в тройку наиболее перспективных регионов, где ведется добыча углеводородов, общие тенденции рынка нефти и газа не позволяют обеспечить динамичное развитие сферы производства нефтегазового оборудования.

Перечень промыслового оборудования достаточно широк и включает:

- оборудование для бурения, ремонта скважин;
- оборудование для геофизических и геологических работ;
- оборудование для добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья;
- насосно-компрессорное, теплообменное, емкостное оборудование;
- устройства и аппаратуру для проверки отбора жидкостей и контрольных технологических операций и исследований.

ТАБЛИЦА 1. ТОП-10 крупнейших производителей нефтегазового оборудования в РФ

Место в рейтинге	Компания	Регион	Специализация
1	ООО «ПК БОРЕЦ»	г. Москва	Разработка, производство и сервисное обслуживание оборудования для добычи нефти
2	АО «Новомет-Пермь»	Пермский край	Производство УЭЦН
3	АО ГСМ «Нефтемаш»	Тюменская область	Производство нефтегазового оборудования в блочно-модульном исполнении
4	Уралмаш НГО Холдинг	Свердловская область	Производство буровых установок для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения
5	ООО НПП «Буринтех»	Республика Башкортостан	Разработка, производство, сервис и поставка инструмента, реагентов для бурения и капитального ремонта скважин
6	АО АК «ОЗНА»	Республика Башкортостан	Инжиниринг и производство оборудования для объектов наземной инфраструктуры нефтяных и газовых месторождений
7	ООО «Алнас»	Республика Татарстан	Производство нефтедобывающего оборудования и оказание сервисных услуг для предприятий ТЭКа
8	АО «Сибнефтемаш»	Тюменская область	Производство оборудования для ремонта скважин различной сложности
9	ООО «Челябинский компрессорный завод»	Челябинская область	Производство компрессорного оборудования
10	ООО «Курганхиммаш»	Курганская область	Производство оборудования для нефтегазовой отрасли

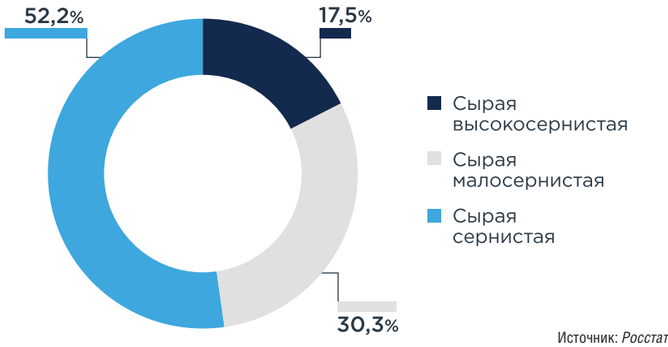
Основным продуктом, который реализуют сегодня российские нефтедобытчики, является нефть марки Urals, однако структура российского нефтяного рынка неоднородна. Большую часть добычи продукта формирует сернистая нефть, которую смешивают в трубопроводах «Транснефти» с легким западносибирским сортом Siberian Light, в результате чего получается российская марка экспортной нефти Urals.

В России производятся следующие сорта нефти Urals:

- Siberian Light (сорт легкой нефти);
- Rebco (используется в торговле на Нью-Йоркской товарной бирже);
- Sokol (добывается в проекте «Сахалин-1»);
- Vityaz («Сахалин-2»);
- Espo (восточносибирская нефть, поставляемая по трубопроводу ВСТО).

Поставки на экспорт нефти марки Urals осуществляются в основном через морские порты, в частности через Новороссийск и по системе нефтепроводов «Дружба».

РИС. 1. Структура российского рынка нефти в 2020 году, %



Источник: *Росстат*

Структура рынка газа более однородна, 87% добывается при разработке газовых месторождений, на долю попутного газа из месторождений нефти приходится всего 13%.

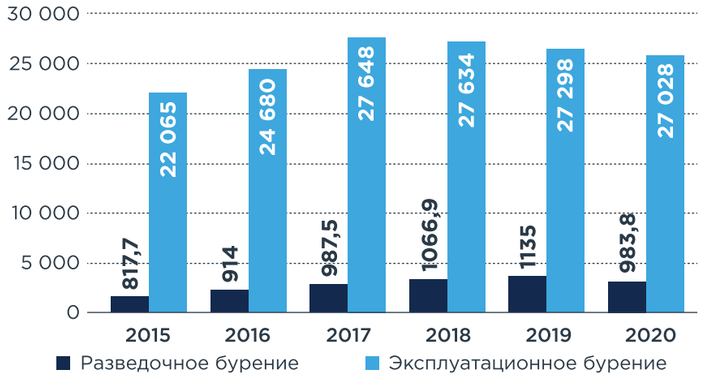
Пандемия коронавируса, падение спроса на нефть, соглашение ОПЕК+ по сокращению добычи нефти ожидаемо нанесли удар по нефтесервису многих стран, включая Россию.

В 2020 г. в нефтесервисном сегменте наблюдалось существенное снижение количества заказов, поскольку производители были вынуждены выполнять обязательства по сокращению добычи нефти в рамках сделки ОПЕК+ и корректировать свои инвестпрограммы на 2020 г. (например, капвложения крупнейших ВИНК в сегменте «разведка и добыча» в совокупности сократились на 10%).

Так, по итогам 2020 г. российские нефтяные компании сократили проходку как в эксплуатационном бурении (-1%, до 27,0 млн м), так и в разведочном бурении (-13%, до 983,8 тыс. м).

Наибольшая доля от общего потребления нефте- и газопромыслового оборудования приходится на техническое

РИС. 2. Проходка в бурении, тыс. м



Источник: *Отчетность «Славнефть-Мегионнефтегаз»*

оснащение для бурения. Несмотря на спад буровой активности в России, актуальным является, прежде всего, производство и обновление парка буровых установок.

Российские нефтяные компании в вопросах приобретения крупной буровой техники отдают предпочтение отечественному оборудованию, поэтому потребность отрасли полностью покрывается внутренним производством.

Высокая стоимость буровых установок не позволяет наращивать объемы их реализации.

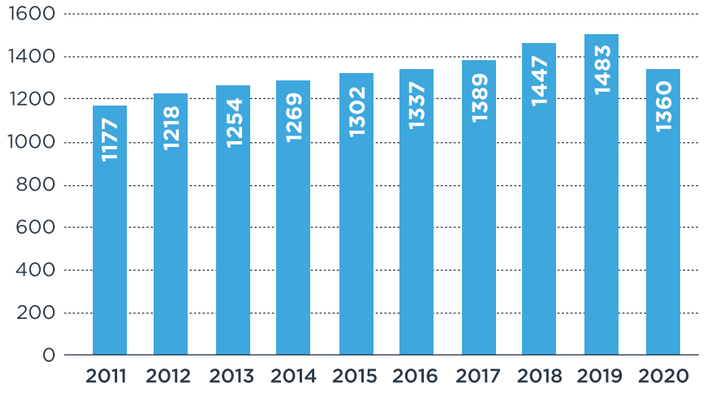
Средний срок производства кустовой установки составляет девять месяцев, а обходится она примерно в 500 миллионов рублей.

За 2007–2017 годы парк буровых установок в России увеличился на 36% и составил 1389 единиц, а в 2018 году он вырос до 1447 шт. В 2019 году рост снизился, но количество буровых установок увеличилось на 36 единиц. Согласно данным Минпромторга РФ, на конец 2020 года в России количество действующих буровых установок составило 1360 ед., что на 123 установки меньше, чем в предыдущем году. Такое снижение количества действующих буровых установок связано с программой утилизации устаревшего бурового оборудования (постановление Правительства РФ № 1834 от 16.11.2020).

Объем, возраст и структура парка буровых установок существенно различаются по компаниям. Согласно проведенным оценкам, около 40% парка приходится на старое буровое оборудование, которое было произведено еще в восьмидесятые годы и на сегодняшний день уже устарело.

Впрочем, снизилось не только количество установок, но и темпы введения в эксплуатацию новых скважин. За 2020 год в стране в эксплуатацию было введено 6957 новых нефтяных скважин, что на 904 штуки или на 11% меньше, чем годом ранее. В результате на конец 2020 года доля добывающих скважин составила 76,4% от эксплуатационного фонда, доля неработающих скважин – 23,6%, что на 9,5 п.п. выше, чем в конце декабря 2019 года (рис. 3). Министерство энергетики Российской Федерации рассматривает возможности по поддержке сегмента, в том числе за счет создания фонда незаконченных скважин на время действия соглашения ОПЕК+ до 2022 г.

РИС. 3. Общий парк буровых установок в РФ в 2011–2020 гг., ед.



Источник: *Росстат, RPI*

Среди факторов, поддерживающих спрос на буровые установки, можно выделить:

- Постоянное усложнение условий добычи нефти (что вынуждает нефтяные компании бурить больше).
- Увеличение доли физически и морально изношенного бурового оборудования, часто практически неиспользуемого, а лежащего «мертвым грузом» на балансе нефте- и газодобывающих предприятий, так как такое оборудование сложно транспортировать на новые месторождения.
- Реализация Минэнерго программы «Незавершенная скважина». Разработанная программа предполагает создание в период с 2020 года по апрель 2022-го резерва в виде 2,7 тыс. незавершенных скважин с целью поддержки нефтяного сектора и подготовки к наращиванию добычи после окончания действия соглашения ОПЕК+.

С точки зрения структуры спроса на буровые установки более половины рынка занимают станки для кустового бурения. Это обусловлено присущими им большой грузоподъемностью и высокой скоростью мобилизации, что наиболее актуально для кустового бурения на месторождениях Западной Сибири. Крупнейшим производителем буровых установок в России является ООО «Уралмаш НГО Холдинг».

По данным Baker Hughes, среднемесячное число действующих буровых установок для добычи нефти и газа в мире в 2020 г. составило 1352 ед., тогда как в 2019 г. их число достигало 2177 ед. Таким образом, в прошлом году показатель снизился на 37,9%, опустившись до минимальной отметки с начала ведения ежемесячной статистики Baker Hughes в 1975 г.

Несмотря на объективно существующий кумулятивный спрос, который составляет более 500 единиц, уровень отечественного производства в разы ниже, а под воздействием кризиса он продолжит сокращаться. Но спрос на ключевые компоненты буровых установок и другие комплектующие, которые позволяют проводить модернизацию оборудования, в 2020 году оставался довольно высоким, и падение рынка было незначительным.

В последние десять лет нефтегазовые компании активно развивают инвестиционные проекты в сфере добычи и переработки нети и газа. Общая стоимость инвестиционных программ крупнейших представителей отрасли в 2019 году составила 8,96 млрд рублей, что на 4,6% меньше аналогичного показателя 2018 года. В 2020 году многие нефтегазовые компании пересмотрели собственные инвестиционные программы, их сокращение составило порядка 30–40%. Компании предпочли вкладываться в модернизацию имеющихся установок и другого оборудования, вместо того чтобы приобретать новое.

Реализация крупных инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли не способствует интенсивному росту производства нефтегазового оборудования. Одна из причин заключается в отсутствии достаточных производственных мощностей.

В производстве нефтегазового оборудования инвестиционных проектов немного, большинство из них связаны с модернизацией действующих производств. Строительство новых заводов, выпускающих оборудование, идет темпами, недостаточными для обеспечения импортозамещения.

РИС. 4. Динамика фонда скважин в РФ в 2010–2020 гг., тыс. ед.

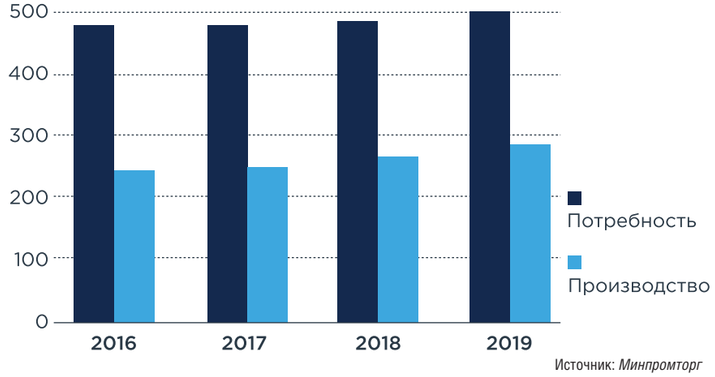
Источник: *Отчетность «Славнефть-Мегионнефтегаз»*

ТАБЛИЦА 2. Инвестиционные проекты в сфере производства нефтегазового оборудования, реализованные в 2020 году

Наименование инвестиционного проекта	Регион
Создание производства оборудования для эксплуатации, обслуживания и ремонта объектов магистральных трубопроводов	Тюменская область
Строительство завода по ремонту буровых установок	Курганская область
Строительство завода по изготовлению энергетического и нефтегазового оборудования	Брянская область
Строительство комплекса по производству нефтесервисного оборудования	Московская область
Строительство завода по производству внутрискважинного оборудования	Тульская область
Строительство завода по производству оборудования для нефтяной и газовой промышленности	Башкортостан
Строительство завода по производству оборудования для бурения нефтяных и газовых скважин	Самарская область

**По данным из открытых источников*

РИС. 5. Производство и потребность в нефтегазовом оборудовании в России в 2016–2019 гг., млрд руб.



Источник: *Минпромторг*

ТАБЛИЦА 3. Потребность в нефтепромысловом оборудовании для строительства 52 скважин

№	Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Сумма
1	Станок-качалка ПШГН 8-3, шт.	40,00	1800,00	72 000,0
2	Насос вставной типа 25-175 RHAM 14-4-2-2, шт.	40,00	122,00	4880,0
3	Обвязка обсадных колонн ОКО 21×245×146, шт.	52,00	60,00	3120,0
4	Установка ШВН 10-2000 (Привод+насос), комплект	12,00	1750,00	21 000,0
5	Арматура устья нефтяных скважин АУ ЭЦН, АУ ШГН	52,00	75,00	3900,0
6	Башмак якорный 40117-ZUS	40,00	9,00	360,0
7	Труба обсадная, «Направление» Диам. 325×9 мм, т	103,12	67,00	6908,8
8	Труба обсадная «Кондуктор» Диам. 245×8 мм, т	1201,20	65,00	78 078,0
9	Труба обсадная «Э/колонна» Диам. 146×8 мм, т	1872,00	64,00	119 808,0
10	Труба НКТ Диам. 73×5,5 мм, т	772,98	68,00	52 562,6
11	Штанга насосная ШН 19-8000, шт.	5200,00	3,70	19 240,0
12	Штанга насосная ШН22-8000, шт.	2184,00	3,90	8517,6
13	Штанга насосная ШН25-8000	1300,00	4,10	5330,0
14	Штанга насосная с центратором ШНЦ22-8000, шт.	1092,00	4,30	4695,6
15	Штанга подгоночная ШН22, компл.	52,00	47,00	2444,0
16	Штанга подгоночная ШН25, компл.	52,00	53,00	2756,0
17	Шток полированный ШСУ-32, шт.	52,00	5,40	280,8
18	Сооружение для сбора нефти (эстакада + емкость)	52,00	628,00	32 656,0
19	Материалы для благоустройства скважин, обвязка устья с емкостью для сбора нефти	52,0	324,0	16 848,0
20	Материалы для обустройства отдельностоящей скважины и обвязка устья с емкостью для сбора нефти (на 1 скважину)	15,00	323,98	4859,7
21	Итого расходов на нефтепромысловое оборудование, трубы и материалы	14 236,3		460 245,1

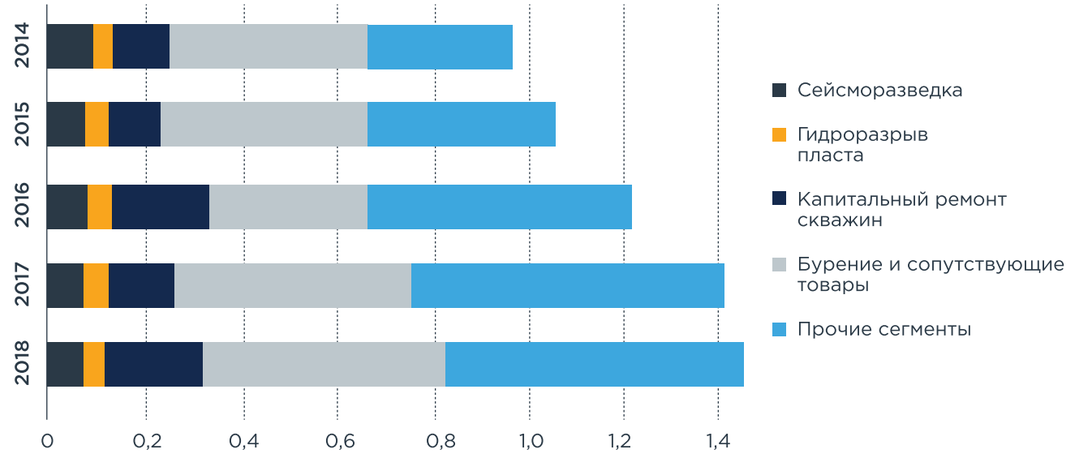
**В расчетах использовались данные, полученные из доступных открытых источников. Конкретные цены могут отличаться от представленных в расчетах.*

ТАБЛИЦА 4. Потребность в нефтепромысловом оборудовании для строительства 52 скважин

№	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	Глубина (проходка) эксплуатационной скважины	м	1650,0
2	Глубина поисковой скважины	м	2000,0
3	Стоимость бурения 1 пог. м. скважины	тыс. руб.	16,0
4	Стоимость бурения эксплуатационной скважины	тыс. руб.	26 400,0
5	Стоимость бурения поисковой скважины	тыс. руб.	32 000,0
6	Расходы на нефтепромысловое оборудование, трубы и материалы в расчете на 1 скважину	тыс. руб.	8850,9
7	Расходы на подготовку площадки	тыс. руб.	1200,0
8	Расходы на оборудование для энергообеспечения в расчете на 1 скважину	тыс. руб.	792,5
9	Расходы на строительство 1 эксплуатационной скважины	тыс. руб.	37 243,4
10	Расходы на строительство 1 поисковой скважины	тыс. руб.	42 843,4

**В расчетах использовались данные, полученные из доступных открытых источников. Конкретные цены могут отличаться от представленных в расчетах.*

РИС. 6. Объем нефтесервисного рынка РФ в 2014–2018 гг., трлн рублей



Вторая причина – высокая степень импортозависимости российского производства нефтегазовой техники. Несмотря на то, что крупное оборудование, используемое отечественными компаниями для добычи нефти и газа, в основном производится в России, в остальных сегментах рынка высока доля импорта.

Третья причина, сказывающаяся на развитии рынка нефтегазового оборудования, – низкая доля финансовых вложений в технику в структуре материальных затрат на строительство скважин.

Основываясь на данных проведенного анализа, мы оценили расходы на приобретение оборудования, необходимого для разработки нефтяного месторождения небольшой компанией. Стоит отметить, что при освоении месторождения нефти и газа требуется пробурить не одну, а несколько скважин, расположенных кустами. В нашем примере мы рассмотрим возможность бурения 52 скважин для начала разработки месторождения в Волго-Уральском регионе.

Отсюда средняя стоимость бурения одной скважины составит:

Стоимость строительства и обустройства одной поисковой скважины в Волго-Уральском регионе в среднем составляет 42,8 млн рублей, а эксплуатационной – 37,2 млн руб. На долю нефтепромыслового оборудования придется всего 20 и 23% от указанных сумм соответственно. Себестоимость скважин в Северных регионах России почти в два раза выше. Основные затраты при строительстве скважин приходятся на услуги нефтесервисных компаний, производящих бурение.

Представим структуру и динамику объема нефтесервисного рынка в разрезе сфер осуществляемой деятельности.

Таким образом, объем нефтесервисного рынка почти в 5 раз превышает объем рынка производства оборудования для добычи нефти и газа.

Подводя итог, отметим тенденцию сокращения инвестиционных программ крупными российскими нефтедобывающими компаниями, которые столкнулись с падением спроса и цен на продукцию и пересмотрели свои программы в сторону экономии. И в рамках сокращения расходов добывающие компании развивают внутренние сервисы, отказываясь от услуг сторонних подрядчиков. «Сургутнефтегаз» традиционно проводит буровые работы собственными силами, «Роснефть» также стала широко применять эту практику, причем задолго до начала пандемии.

Вместе с тем перспективная потребность в бурении нефтегазовых скважин является основным фактором развития рынка нефтегазового оборудования.

Перспективы рынка бурения и сопроводительного оборудования во многом созвучны с перспективами рынка сервиса в целом. Потребность в разведке и освоении новых месторождений для одних компаний связана с планами развития, для других – является единственным средством поддержания добычи из-за уменьшения дебита на действующем фонде скважин. С учетом соблюдения договоренностей в рамках ОПЕК+ объем бурения в России за текущий год продемонстрировал сокращение. С 2021 года на рынке бурения начнется умеренное восстановление объемов работ, которое будет приобретать более серьезные темпы в 2022–2023 годах.

• • •

По оценкам аналитиков Группы «ДЕЛОВОЙ ПРОФИЛЬ», рынок нефтегазового оборудования сохраняет зависимость от импорта, однако постепенно доля импортной продукции на отечественном рынке сокращается. Так, по данным Минпромторга, в 2014 году импортозависимость составляла 60%, однако по итогам 2020 года она сократилась до 43%. Сейчас на рынке более половины всего эксплуатируемого оборудования произведено в России. ●

KEYWORDS: *oil and gas equipment, oil prices, drilling rigs, commissioning of wells, investment projects.*

МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ

Итоги 18-й Международной практической конференции

УДК 622.276

ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ЦЕНТР ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ СОЮЗА НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ И КОМИТЕТА ПО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ И РАЗВИТИЮ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РФ ПРОВЕЛИ 18-Ю ПО СЧЕТУ МЕЖДУНАРОДНУЮ ПРАКТИЧЕСКУЮ КОНФЕРЕНЦИЮ «МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ-2021». В РАМКАХ МЕРОПРИЯТИЯ БЫЛО ЗАСЛУШАНО 17 ДОКЛАДОВ, ПРОВЕДЕНО 23-Е СОВЕЩАНИЕ ЭКСПЕРТНОГО СОВЕТА ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ, ПИТЧ-СЕССИИ СТАРТАПОВ И МАСТЕР-КЛАСС ПРОГРАММЫ «УНИКАЛЬНЫЙ ЭКСПЕРТ»

EXPERT COUNCIL FOR MECHANIZED OIL EXTRACTION AND CENTER OF PROFESSIONAL DEVELOPMENT, SUPPORTED BY UNION OF OIL AND GAS PRODUCERS OF RUSSIA AND COUNCIL OF ENERGY STRATEGY AND DEVELOPMENT OF FUEL AND ENERGY COMPLEX OF CHAMBER OF COMMERCE AND INDUSTRY OF THE RUSSIAN FEDERATION HELD THE 18th INTERNATIONAL PRACTICAL CONFERENCE – MECHANIZED OIL EXTRACTION-2021. WITHIN THE FRAMEWORK OF THE EVENT 17 REPORTS WERE HEARD AND THE 23rd MEETING OF EXPERT COUNCIL FOR MECHANIZED OIL EXTRACTION WAS HELD, AS WELL AS THE PITCH SESSIONS OF STARTUPS AND THE UNIQUE EXPERT PROGRAM MASTER CLASS

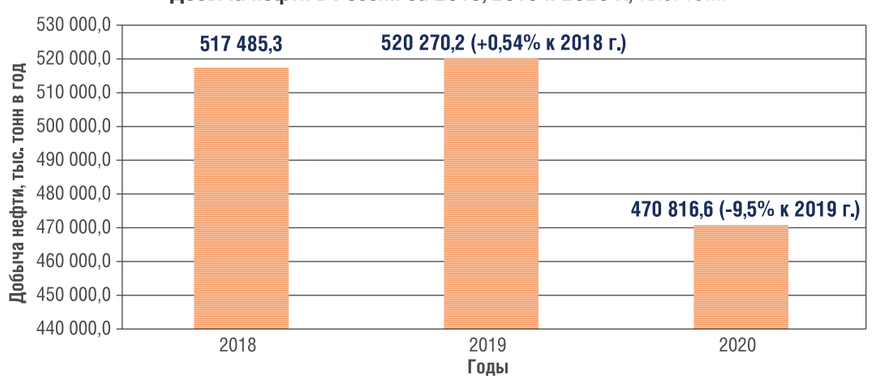
Ключевые слова: *механизированная добыча, экспертный совет, трудноизвлекаемые запасы, фонд скважин, нефтесервис.*

Камалетдинов Рустам Сагарярович

председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти, к.т.н.

С вступительным словом выступил президент Союза нефтегазопромышленников России Г.И. Шмаль. В своем выступлении Генадий Иосифович проинформировал об основных производственных показателях нефтегаза; дал свою оценку соглашению ОПЕК+; охарактеризовал текущую ситуацию в нефтяной отрасли – остановку скважин, сокращение инвестиционных программ, снижение темпов прироста запасов, сокращение персонала; рассказал о прогнозе мирового энергобаланса; высказал мнение о необходимости развития нефтехимии и газохимии, малых нефтяных компаний; затронул вопрос развития арктического шельфа, ввода новых месторождений и загрузку ВСТО; обозначил основные задачи – разработку трудноизвлекаемых запасов, сокращение затрат при добыче нефти, внедрение новых видов технологий, повышение эффективности бурения, технологий ГРП.

Добыча нефти в России за 2018, 2019 и 2020 г., тыс. тонн



В рамках выступления автор рассказал об основных трендах нефтяной отрасли и производственных показателях крупных российских нефтяных компаний. Добыча нефти в России (без газа и газового конденсата) за 2020 г. составила 470,817 млн т нефти, снижение за год на 49,453 млн т, или 9,5%.

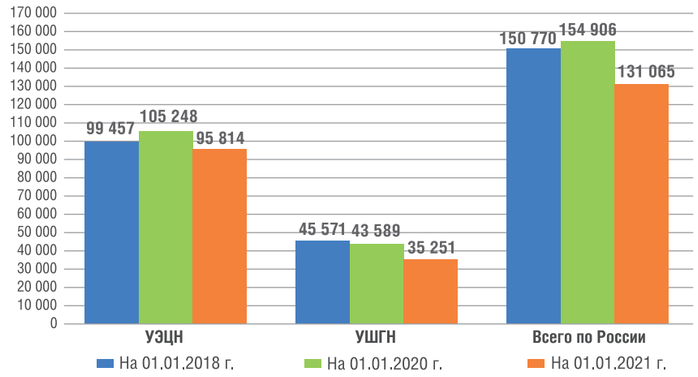
За последние 12 лет средний дебит жидкости увеличился на 2,7 т/сут, средний дебит нефти снизился 0,22 т/сут, обводнение выросло на 0,9%.

Основные тенденции в нефтяной отрасли:

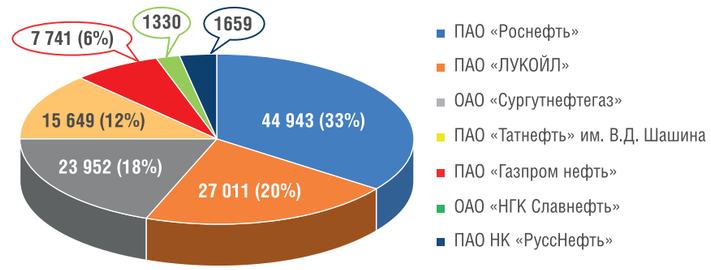
1. Ухудшение качества запасов и снижение добычи в традиционных регионах.
2. Снижение потребления жидких углеводородов вследствие снижения производства, удаленной работы, сокращения бизнес-поездок, роста парка электромобилей и др.
3. Трансформация нефтегазовых компаний в энергетические. Декарбонизация и изменение мирового энергетического баланса в пользу возобновляемых источников энергии.
4. Изменение стратегий нефтяных компаний – увеличение доли газовых проектов, диверсификация портфеля проектов.
5. Рост экологичности добычи и переработки нефти и газа.
6. Нефтесервис: снижение спроса на услуги, конкуренция по цене, развитие собственных сервисов нефтяными компаниями, рост требований заказчика к технологиям и операционной эффективности, санкции на покупку зарубежного оборудования.

Фонд скважин, дающих продукцию по России, за последние 3 года увеличился до 154 906 скв., далее снизился за 2020 г. на 23 841 скв. (-15%), дающий фонд УЭЦН снизился на 9434 скв. (-9%), фонд ШГН снизился на 8338 скв. (-19%). По нефтяным компаниям дающий фонд скважин на начало 2021 г. распределился следующим образом: «Роснефть» – 44 943 скв. (33%); «ЛУКОЙЛ» – 27 011 (20%); «Сургутнефтегаз» – 23 952 (18%), «Татнефть» – 15 649 (12%); «Газпром нефть» – 7741 (6%); «РуссНефть» – 1659 (1%); «Славнефть» 1330 (1%).

Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию по России



Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию по крупным нефтяным компаниям на 1.01.2021 г.



Примечание: в скобках возле фонда скважин, дающих продукцию по нефтяным компаниям указаны проценты относительно всего фонда нефтяных скважин России, дающих продукцию на 01.01.2021 г.

Межремонтный период работы скважин всего нефтяного фонда по крупным российским компаниям, сутки

КОМПАНИИ	2010	2015	2019	2020
ПАО «ЛУКОЙЛ»	595	606	698	691
ПАО «Роснефть»	533	726	832	875
ПАО «Газпром нефть»	526	791	1187	1353
ПАО «Сургутнефтегаз»	806	1008	1072	1132
ОАО «ТНК-ВР Холдинг»	801	0	0	0
ПАО «Татнефть»	1041	1074	1012	904
ПАО АНК «Башнефть»	634	880	1 071	1 080
ПАО «НГК «Славнефть»	517	629	854	884
ПАО НК «РуссНефть»	436	348	639	702

Неработающий фонд скважин по России на 1.01.2020 составил 25 484 скв. – 14,1% от эксплуатационного фонда, на 1.01.2021 42 220 скв. – 23,6%, при этом в начале мая прошлого года неработающий фонд скважин достигал 53 067 скв. – 29% от эксплуатационного фонда.

Количество подземных ремонтов скважин (ПРС) за 2020 г. составило 79 782 ремонта – снижение на 9% относительно 2019 г. (ПРС УЭЛН снижение на 12%; ПРС УСШН снижение на 15%). Количество капитальных ремонтов скважин (КРС) за 2020 г. 53 019 – снижение на 11%. Количество бригад ПРС снизилось в 2020 г. на 22% до 697; бригад КРС – на 28% до 1523.

МРП нефтяного фонда скважин за последние 10 лет увеличился по России с 653 до 911 суток – на 40%, МРП фонда скважин,

оборудованных УЭЛН увеличился с 646 до 885 – на 37%; оборудованных УШГН увеличился с 657 до 926 суток – на 41%. Самый высокий показатель МРП фонда УЭЛН на 1 января 2021 г. достигнут в компании «Газпром нефть» – 1348 суток (вышла на 1 место), далее: «Сургутнефтегаз» – 1205, «Башнефть» – 982, «Славнефть» – 874, «Роснефть» – 841, «Татнефть» – 763, «ЛУКОЙЛ» – 691, «РуссНефть» – 678. Самый высокий показатель МРП фонда ШГН на 1 января 2021 г. достигнут в «Башнефти» – 1115 суток, «Роснефть» – 1040 (вышла на 2 место), «Татнефть» – 1003, «ЛУКОЙЛ» – 740, «РуссНефть» – 604, «Сургутнефтегаз» – 548.

Мировой рынок сервисных услуг в 2020 г. составил $192,1 млрд (снижение на 29% относительно 2019 г.), это минимальный показатель за последние 14 лет (максимальный $475 млрд в 2014 г.). Artificial Lift (механизированная добыча) за 2020 г. составил $9,4 млрд (5% от всего рынка, снижение на 18% относительно 2019 г.). Компания «Борец» – за 2020 г. выручка $405 млн (снижение на 19%); «Новомет» – $355 млн (снижение на 14%).

Сервис УЭЛН (работающий фонд) по России за последние 10 лет вырос с 76 083 скв. до 95 814 скв., внешний сервис на начало года составил 57 900 скв. (60%) против 41 590 скв. (55%) на 1.01.2011. Снизился обслуживаемый фонд скважин за последние 10 лет по компаниям «Борец», «Алмаз», вырос по компаниям «Римера», «Новомет», «Система Сервис», Schlumberger, Baker Hughes, «Крафтпамп», «Новые технологии». В 2020 г. снизился обслуживаемый фонд УЭЛН практически по всем компаниям, кроме компаний «Крафтпамп» и «Новые технологии».

Кризис 2020 г. для заводов-изготовителей, сервисных компаний в секторе «механизированная добыча» оказался наиболее сложным за всю историю развития данного сектора. Массовая остановка фонда скважин, последующее снижение закупок нового оборудования привели к сокращению персонала, закрытию сервисных баз, предбанкротному состоянию большинства игроков. Компании в буквальном слове выживают, произошло серьезное сокращение бюджета на модернизацию производства,

сервисных баз, освоение новых видов оборудования, создание новых форм промыслового обслуживания и по другим направлениям. Это соответственно повлияет на инновационное развитие нефтегазовой отрасли, в существующих условиях заводы-изготовители и сервисные компании сокращают количество собственных разработок, не начинают новые проекты с университетами, не могут финансировать стартапы.

Нефтяные компании сокращают программы опытно-промышленных работ, переносят оплаты за ОПИ новинок на последующие годы, увеличивают сроки ОПИ, в некоторых случаях настаивают на проведении ОПИ на безвозмездной основе. Все вышеперечисленные процессы в совокупности с отсутствием реального интереса к стартапам со стороны крупных нефтегазовых компаний и неразвитостью системы финансирования в инновационной сфере приведут к сокращению количества стартапов нефтегазовой тематики в ближайшие годы при их потребности в росте на порядок и более.

С докладами выступили П.Ф. Музычук («Газпромнефть НТЦ»); А.В. Палий, Д.А. Чернов («Зарубежнефть-добыча Харьяга»); А.Н. Дроздов (РУДН), В.Н. Ивановский (РГУ им. Губкина), Б.В. Саргин («Волна»); А.А. Соловьев («РН-БашНИПИнефть»); Л.В. Воробьева («РЕАМ-РТИ»); И.А. Зубин («Зарубежнефть»); Н.В. Стариков («Сургутнефтегаз»); В.В. Лихарев («ЭЛКАМ»); Т.Р. Долов (РГУ им. Губкина); С.А. Пономаренко (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»); А.С. Топольников («РН-БашНИПИнефть»); Ю.А. Донской (РГУ им. Губкина) и др.

Впервые в рамках конференции была организована сессия «Инновации». О.Е. Перцовский, директор по операционной эффективности кластера энергоэффективных технологий фонда «Сколково» выступил с докладом «О деятельности кластера энергоэффективных технологий фонда «Сколково», также были проведены питч-сессии трех стартапов – резидентов фонда Сколково: «Комплексные методы использования звуковых волн для увеличения добычи нефти» (ООО «Илмасоник-Наука Сервис»); «Нейросетевой генератор технических решений» (корпорация «ПСС»); «Многоканальный колтюбинг» (ООО «МКТех»).

16 марта было проведено 23-е совещание Экспертного совета по механизированной добыче нефти, на котором были рассмотрены следующие вопросы:

1. Основные направления деятельности Экспертного совета по механизированной добыче нефти. Докладчик Р.С. Камалетдинов, председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти, к.т.н.

2. Характеристики предвключенных устройств УЭЛН. Докладчик В.Н. Ивановский, заведующий кафедрой РГУ нефти и газа им. Губкина, д.т.н., профессор.

3. Надежность и долговечность электрической изоляции компонентов УЭЛН при высоких напряжениях. Докладчик Е.А. Кибирев, директор по качеству по зарубежным проектам ООО «ПК «Борец».

По первому вопросу автором был дан отчет о деятельности Экспертного совета за период с апреля прошлого года по март текущего года:

- В сентябре 2019 г. рабочей группой Экспертного совета по переработке ГОСТ 51777-2001 подготовлена первая редакция переработанного ГОСТ Р 51777 «Кабели для установок погружных электроприводных насосов. Общие технические условия». Процедуру утверждения ГОСТ ВНИИКП (Всероссийский научно-исследовательский проектно-конструкторский и технологический институт кабельной промышленности) не начал. Были направлены письма во ВНИИКП от Экспертного совета и Союза нефтегазопромышленников.
- Организовано взаимодействие с ООО «Технологический центр «Бажен» (в настоящее время ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства») и Экспертной группой по развитию промышленных полигонов Минпромторга РФ. В рамках конференции «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин-2020» заслушаны доклады Н.Н. Андреевой, заведующей кафедрой РГУ им. Губкина, и Ю.В. Алексеева, начальника управления реализации технологических проектов ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства». По результатам работы конференция была подготовлена статья, опубликованная в 12 номере журнала Neftegaz.RU. 12 ноября 2020 г. автор принял участие и выступил с докладом на конференции «Полигоны общего доступа для испытаний новой техники и технологий», организованной ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства».
- Проведено 9-е заседание Правления Экспертного совета по механизированной добыче нефти 22.12.2020 г.
- Проведено 22-е совещание Экспертного совета по механизированной добыче нефти 17.03.2020 г.
- В 2020 г. проведены: конференция «Механизированная добыча нефти-2020» (март), конференция «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин-2020» (октябрь).
- Экспертный совет в 2020 г. закончил работу по переработке ГОСТ Р 56624 «Энергетическая эффективность. Скважинные электроприводные лопастные насосы и электродвигатели для добычи нефти. Определение индикаторов энергетической эффективности». Приказом Росстандарта 1397-ст от 25 декабря 2020 г. ГОСТ Р 56624-2020 утвержден с датой введения в действие 1 октября 2021 г.
- Организовано взаимодействие с АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив» (Комитет по насосному оборудованию).
- Начата работа по созданию глоссария «Механизированная добыча нефти. Технические термины. Определения. Аббревиатура».
- Продолжено сотрудничество с фондом Сколково, венчурными фондами, акселераторами, технопарками;

17 марта был проведен мастер-класс на тему «Подбор и диагностика работы оборудования для скважинной добычи нефти в осложненных условиях с помощью программных комплексов семейства «Автотехнолог».

По итогам работы конференции был сформирован Протокол конференции, который предусматривает внесение изменений в регламентирующие документы нефтяных компаний, техническую документацию заводов-изготовителей, сервисных компаний в соответствии с национальными стандартами ГОСТ Р 56830-2015, ГОСТ Р 56624-2020; создание Рекомендаций Экспертного совета по механизированной добыче нефти «О порядке испытаний скважинных электроприводных лопастных насосов на горизонтальных стендах»; изучение проблематики работы изоляционных материалов, применяемых в погружных электродвигателях (ПЭД); организацию взаимодействия с кластером энергоэффективных технологий фонда Сколково в части обмена информацией о новых разработках в области механизированной добычи нефти и др. ●

ПЛАН РАБОТ ЭКСПЕРТНОГО СОВЕТА ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА 2021 г.

- Продолжить взаимодействие с Экспертной группой по развитию промышленных полигонов Минпромторга РФ и ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства» в организации опытно-промышленных испытаний новых видов оборудования и технологий на полигоне Пальяновский, формирования реестра оборудования для испытания на полигонах, организации сотрудничества с венчурными фондами, совершенствования системы сертификации, создания единой открытой базы данных об испытательной инфраструктуре, объединения разрозненных сведений об оборудовании в едином классификаторе ЕНН и др.
- Подготовить предложения Экспертного совета по механизированной добыче нефти о порядке проведения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) и опытно-промышленных испытаний (ОПИ) технологий и оборудования нефтегазового комплекса.
- Продолжить взаимодействие с АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив» (Комитет по насосному оборудованию) в части разработки стандартов по нефтегазовой тематике.
- Организовать проведение конференции «Энергоэффективная добыча нефти» (июнь), конференции «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин-2021» (октябрь).

Keywords: *mechanized production, expert council, hard-to-recover reserves, well fund, oil service.*

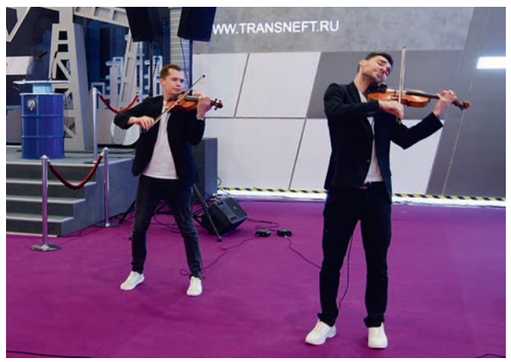
НЕФТЕГАЗ-2021

В КОНЦЕ АПРЕЛЯ В ЭКСПОЦЕНТРЕ ПРОШЛА ВЫСТАВКА НЕФТЕГАЗ-2021, НА КОТОРОЙ 449 КОМПАНИЙ ИЗ 23 СТРАН МИРА ПРЕДСТАВИЛИ СВОИ ТОВАРЫ И УСЛУГИ В ОБЛАСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ВЫСТАВКУ, КОТОРАЯ В ЭТОМ ГОДУ ПРОХОДИЛА УЖЕ В ДВАДЦАТЫЙ РАЗ, ПОСЕТИЛИ ЖУРНАЛИСТЫ NEFTEGAZ.RU И ВОТ ЧТО ОНИ ТАМ УВИДЕЛИ

Жизнь в павильонах Экспоцентра закипела с самого утра. Не дожидаясь официального открытия, участники робко осваивали площадь в пятнадцать тысяч квадратных метров, ставшую для них ареалом обитания на четыре дня, а ранние посетители выбирали пока еще никем не занятые живописные уголки для фотосессии.

Участники выставки фотографируются на стенде Neftegaz.RU

Гостей мероприятия развлекали музыканты, играющие Palladio – Karl Jenkins. Акустика залов и современная аппаратура делала звучание еще более сильным и волнующим.



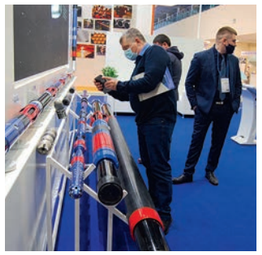
Скрипичный дуэт задавал торжественный тон

В полдень у стенда компании Транснефть состоялось официальное открытие выставки, в котором приняли участие заместитель главы Минпромторга М. Иванов, президент ТПП С. Катырин, помощник руководителя Администрации Президента РФ К. Молодцов, заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию О. Каспаров, президент Союза нефтегазопромышленников России Г. Шмаль, президент Российского Союза химиков В. Иванов, Генеральный директор ООО «Мессе Дюссельдорф Москва» Т. Штенцель.

Официальное открытие выставки «Нефтегаз-2021»

После непродолжительных речей почтенное собрание совершило обход экспозиций. На стендах внимание делегации привлекало оборудование, о котором охотно рассказывали представители компаний.

Разработки российских предприятий продемонстрировали «Газпром», «Буринтех», «Транснефть», «ТМК», «Total Восток», ОКБ «Зенит», ВСМПО-АВИСМА», «Каспийский трубопроводный консорциум» и другие.



Между стендами с инновациями фланировали девушки-промоутеры, что тоже привлекало внимание части аудитории.

По традиции вместе с выставкой прошел уже ставший ее неотъемлемой частью Национальный нефтегазовый форум. Двухдневная программа ННФ включала конференции и круглые столы, темами обсуждения которых стали анализ и прогноз развития энергетических рынков, новые технологии, цифровизация и искусственный интеллект, а также налогообложение в нефтегазовой отрасли и водородная стратегия. Темы вызвали оживленное обсуждение участниками, среди которых были представители отраслевых министерств и крупных компаний.

Оживленно было и на стенде нашего издания, где журналисты Neftegaz.RU проводили видеоинтервью с участниками и посетителями выставки. Все респонденты выразили уверенность в том, что мероприятие проходит на высоком уровне, и намерение принять участие в Нефтегаз-2022.

2021 – ГОД НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ

Точность изучения недр повысили ученые СПбГУ

УЧЕНЫЕ ИЗ СПБГУ СОЗДАЛИ АЛГОРИТМ, ПОВЫШАЮЩИЙ ДОСТОВЕРНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМНЫХ НЕДР. Полевой эксперимент в рамках исследования нового метода проводился на полигоне МГУ, в селе Александровка Калужской области. Прежде чем добывать полезные ископаемые, необходимо провести исследование геологического строения территории. В случаях, когда оно отличается сложностью, не всегда подходят классические методы геоэлектрики на постоянном токе. Геофизики из СПбГУ вместе с немецкими и индийскими коллегами занимаются развитием нового метода радиомагнитотеллурических (РМТ) зондирований, основанного на измерениях электромагнитных полей радиостанций и предназначенного для изучения глубин от 1 до 30 м. Модификация РМТ с контролируемым источником позволяет работать в удаленных регионах и заглядывать на глубину до 100–150 м. Сами по себе методы могут дать различающиеся данные. Но совместная интерпретация данных повысит точность информации.

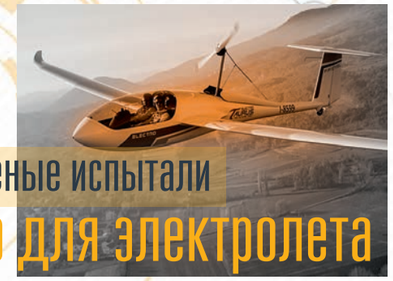
Ученые СПбГУ разработали систему, обнаруживающую нефть

МАТЕМАТИКИ СПБГУ СОВМЕСТНО СО СПЕЦИАЛИСТАМИ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» СОЗДАЛИ МАТЕМАТИЧЕСКИЙ АППАРАТ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ВОСПРОИЗВОДИТЬ НАИБОЛЕЕ ВЕРОЯТНОЕ СТРОЕНИЕ ПЛАСТА ПО СКУДНЫМ СКВАЖИННЫМ ДАННЫМ. Алгоритмы, с которыми работают математики, постоянно ими оптимизируются и адаптируются для конкретных месторождений с помощью разработанной специально для этих целей программы. Математически задача по моделированию пласта по скудным данным на скважинах сродни восстановлению фотографии по 50 пикселям. Сейчас все говорят об анализе данных – big data – это популярный термин. Проект смотрит дальше: как добывать информацию из малого количества данных – это еще только набирающее обороты направление small data. За счет более точного моделирования целевых пластов, осуществляемого в режиме реального времени, программа позволяет повысить эффективность бурения высокотехнологичных скважин.

Прорывной материал от ученых МГУ и РАН

УЧЕНЫЕ МГУ ИМ. М.В. ЛОМОНОСОВА СОВМЕСТНО С КОЛЛЕГАМИ ИЗ РАН РАЗРАБОТАЛИ НОВУЮ ТЕХНОЛОГИЮ СИНТЕЗА МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОПТОЭЛЕКТРОНИКИ. В результате удалось получить пленку на основе диоксида ванадия, обладающую рекордными показателями. Вещество вызывает интерес в области оптоэлектроники из-за резкого изменения проводимости (на 4–5 порядков) при температуре 68 °С. Это позволяет создавать сверхбыстрые оптоэлектронные переключатели, управляемые температурой. Кроме того, рекордной стала чувствительность в терагерцевом диапазоне: при 1,5 ТГц пропускание падает в 8 раз – с 80 до 10 %. Сейчас ученые пытаются уменьшить температуру, при которой происходит переход, так как 68 градусов – неудобная температура с позиции широкого применения материалов. Также важно совместить термоэлектрические свойства пленок и их чувствительность к воздействию ИК- и терагерцевого излучений – это позволит расширить область использования материала.

Уфимские ученые испытали генератор для электролета

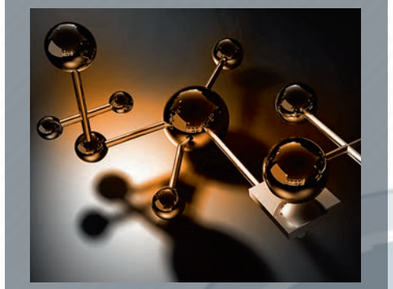


ЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОР ДЛЯ ПЕРВОГО РОССИЙСКОГО ГИБРИДНОГО САМОЛЕТА «ЭЛЕКТРОЛЕТ СУ 2020» ОТ УФИМСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО АВИАЦИОННОГО УНИВЕРСИТЕТА ПРОШЕЛ ЦИКЛ ИСПЫТАНИЙ НА ЗЕМЛЕ И ГОТОВ К ДАЛЬНЕЙШИМ ТЕСТАМ В ВОЗДУХЕ. Мощность электрогенератора 400 кВт, частота вращения ротора – до 12 000 оборотов в минуту. Он установлен на борту прототипа электролета – летающей лаборатории Як-40. В феврале 2021 года лаборатория впервые проехалась по аэродрому. Особое внимание разработчики уделили испытаниям блока силовой электроники с масляным охлаждением. Принцип гибридного двигателя заключается в том, что на взлете и посадке для дополнительной мощности к нему подключается система электродвижения, состоящая из электрического двигателя, аккумулятора и генератора. В итоге система работает равномерно, без перегрузок. Среди плюсов такого гибридного двигателя – уменьшение уровня шума, сокращение расхода топлива и увеличение срока эксплуатации авиационных двигателей. Снизится не только стоимость авиаперевозок, но и количество вредных выбросов.

Ученые ТПУ придумали топливо из отходов сельского хозяйства

УЧЕНЫЕ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА ВЫЯСНИЛИ, ЧТО ОТРУБИ ОТНОСЯТСЯ К ЛЕГКОПЛАВКИМ ВИДАМ ТОПЛИВА: МИНЕРАЛЬНАЯ ЧАСТЬ ПШЕНИЧНЫХ ОТРУБЕЙ СПЕКАЕТСЯ УЖЕ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ВЫШЕ 675 °С, ЧТО НАМНОГО НИЖЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В КОТЛЕ. В отрубях содержится очень много калия. Именно он оказывает большое влияние на температуру плавления массы и образование «стеклянного налета». Пшеничные отруби разделили на фракции разной плотности методом седиментации. В результате получили четыре разновидности фракций, из которых две при сжигании образуют рассыпчатую массу. Ученые заключили, что ключевым фактором, влияющим на спекание золы отрубей, является соотношение кальция к высокому содержанию калия. Использование такого биотоплива поможет снизить уровень парниковых газов, сократить количество свалок и оптимизировать создание смесей для энергетического использования биомассы.

Расшифрован природный механизм создания углеводородов



КВАНТОВЫЙ ХИМИК ИЗ МГУ Т. ДОМРАЧЕВА В СОСТАВЕ ФРАНЦУЗСКОЙ КОЛЛАБОРАЦИИ УЧЕНЫХ ВМЕСТЕ С КОЛЛЕГАМИ ИЗ ГЕРМАНИИ И США РАСШИФРОВАЛА МЕХАНИЗМ РАБОТЫ ФОТОФЕРМЕНТА FAP. Природные фотоферменты играют ключевую роль в развитии живых организмов в таких процессах, как фотосинтез и сохранение генетической информации. Ученые знают только о трех природных ферментах, работающих как фотокатализаторы: ДНК-фотолиаза, LPOR и FAP. Используя данную реакцию, получают возобновляемый источник предельных углеводородов. Это одностадийная реакция, что важно для промышленных процессов. Реакция проходит в водной среде, что избавляет от растворителей и соответствует принципам «Зеленой химии». Это еще один важный шаг к пониманию механизмов углеводородного цикла, который описывает механизмы превращения углеводородных запасов в мировом океане.

РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКЕ ГРОЗИТ УЖАСНЫЙ СЦЕНАРИЙ

Frankfurter Allgemeine ZEITUNG FÜR DEUTSCHLAND

Катарина Вагнер

Инвесторы избавляются от государственных облигаций России, они боятся санкций против Москвы. Слабый рубль разгоняет инфляцию, что для российского руководства – ужасный сценарий, который может усилить и без того большое недовольство в стране из-за длящегося уже несколько лет застоя. Инвесторы чувствуют неуверенность. Доля иностранных покупателей на рынке рублевых гособлигаций заметно снизилась.

Если американским банкам запретят покупать российские гособлигации на вторичном рынке, то скорее всего сильно повысится их рисковая премия, а рубль еще раз заметно потеряет в цене. Слабый рубль идет на пользу экспортерам, получающим прибыль в долларах, и помогает через продажу нефти и газа пополнять госбюджет. Но в то же время из-за него дорожает импорт. Так как во многих отраслях производства – в машиностроении, фармацевтике, сельском хозяйстве – используются импортные компоненты, то и там растут цены. В конечном итоге это ощущает на себе конечный потребитель. Реальные доходы россиян падают или буксуют вот уже несколько лет.

БЕЙ РОССИЮ, ЧТОБЫ ДРУГИЕ БОЯЛИСЬ

Forbes

Ариэль Коэн

В апреле Байден ввел санкции в отношении России, обвинив Кремль во взломе SolarWinds, который нарушил работу правительственных учреждений и американских компаний. В итоге были высланы десять российских дипломатов. Запреты на российский нефтегазовый сектор – бьющееся сердце экономики – могут оказаться достаточно разрушительными, чтобы заставить Путина пересмотреть свою позицию. Ограничения на продажу технологий, необходимых для разведки и добычи углеводородов, таможенные пошлины или полное эмбарго на экспорт нефти и газа, а также штрафы или замораживание активов российских финансовых компаний, учреждений и инструментов могут помочь достижению этой цели. Поскольку Европа зависит от российского газа, потребуется солидарность с Соединенными Штатами на уровне, которого в настоящее время нет. По мере того, как Россия становится смелее, все инструменты в арсенале политиков должны быть готовы, включая крупный пакет санкций в отношении энергетической отрасли.

РОССИЯ ОТКАЗАЛАСЬ ОТ ДОЛЛАРА БОЛЕЕ ЧЕМ В ПОЛОВИНЕ СВОЕГО ЭКСПОРТА

Bloomberg

Наташа Дофф, Андрей Бирюков

Доля евро в общем объеме экспорта в четвертом квартале существенно увеличилась.

В условиях санкций Россия стремится к дедолларизации своей экономики. Доля доллара в российском экспорте впервые упала до уровня ниже 50%. В основном спад в использовании доллара произошел в результате торговли России с Китаем, более трех четвертей объема которой в настоящее время ведется в евро. Как следует из приведенных данных, доля единой валюты в общем объеме экспорта подскочила более чем на 10 п.п., до 36%. На фоне многочисленных раундов санкций и постоянной угрозы введения новых ограничений Россия вынуждена искать способы изоляции своей экономики от вмешательства США. Центробанк в своих международных резервах также сократил вложения в казначейские облигации США, увеличив при этом долю золотых запасов и евро. ●

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

И. Сечин обещал 505 млн т нефти ежегодно до 2020 г.

В мае 2011 г. И. Сечин заявил, что Россия планирует сохранять ежегодный уровень добычи нефти в 505 млн т до 2020 г. Эта цель достижима не только за счет ввода новых месторождений, но и за счет повышения коэффициента нефтеотдачи и проведения ГРР на уже открытых месторождениях.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2020 г. в России было добыто 512,68 млн тонн нефти, что стало минимальным показателем за последние 10 лет. Только одна Роснефть, ставшая после поглощения ТНК-ВР в марте 2013 г. крупнейшей в мире публичной нефтяной компанией, добывает почти половину общероссийского объема – 200 млн тонн нефти в год. Согласно новым договоренностям в рамках сделки ОПЕК , целевой уровень добычи нефти в России в марте 2021 г. составил 9,25 млн барр. нефти в день.

Китай хочет от России в два раза больше нефти

В 2011 г. Россия экспортировала в Китай 15 млн тонн нефти. CNPC предложила удвоить эту цифру, но в обмен потребовала корректировки цены на топливо. Ситуация маловероятна, так как если Россия и согласится на эти условия, то до 2030 г. потеряет около $30 млрд. Да и наращивать экспорт Россия не хочет, продавать топливо в Козьмино куда выгоднее.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня Китай является крупнейшим импортером нефти. В 2016–2018 гг. Россия являлась крупнейшим поставщиком нефти в Китай, но в 2019 г. лидерство вернула себе Саудовская Аравия. Спрос на российскую нефть обусловлен ростом производственных мощностей китайских НПЗ и снижением поставок из Ирана и Венесуэлы. С начала 2020 г. Россия поставляла в Китай в среднем 1,7 млн барр./сутки нефти.

Льготы в нефтяной отрасли все-таки будут

В мае 2011 г. правительство договорилось с нефтяными компаниями о специальных льготах при цене нефти ниже 95 долл. за барр. нефти марки Urals. Минэкономразвития рассчитало потенциальные цены на четыре года: 2011 г. – 105 долл., 2012 г. – 93 долл., 2013 г. – 95 долл., 2014 г. – 97 долл. Обсуждались льготы не для всей отрасли, а для трех месторождений – Ванкорского, Верхнечонского и Талаканского.

• Комментарий Neftegaz.RU

Реальность превзошла ожидания. В 2012 г. нефть марки Urals стоила 110,52 долл. за барр., в 2013 г. – 108,33, в 2014 – 97,60. Но в 2020 г. стоимость опустилась до 35 долл. за барр. и в сентябре Госдума одобрила законопроект о предоставлении вычетов Ванкорскому и Приобскому месторождениям. Но в том же году ряд месторождений лишился прежних преференций, в их число попало и Талаканское месторождение.

За льготы для Верхнечонского месторождения Роснефти пришлось побороться. В 2015 г. суд удовлетворил жалобу дочки Роснефти – «Верхнечонскнефтегаза» касательно суда, признавшего законным отказ Минэнерго в приеме документов для возврата экспортной пошлины в размере 60 млрд руб. для нефти ВЧНГ. ●

НЕФТЕГАЗ Life

27-28 April 2021
Expocentre Fairgrounds, Moscow

27-28 апреля 20
Москва, ЦВК «Экспо

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ 2021

Президиум ННФ-2021

А. Щурок

Участники выставки Нефтегаз-2021

Участники выставки Нефтегаз-2021

Участники выставки Нефтегаз-2021

Участники выставки Нефтегаз-2021

Посетитель выставки Нефтегаз-2021

Участник выставки Нефтегаз-2021

Участник выставки Нефтегаз-2021

Стенд компании ОМЗ на выставке Нефтегаз-2021

Участники деловой программы на выставке Нефтегаз-2021

Стенд Сколково на выставке Нефтегаз-2021

Участник выставки Нефтегаз-2021

Участник ННФ-2021

Участник выставки Нефтегаз-2021

Посетители выставки Нефтегаз-2021

Стенд компании Талнахский механический завод на выставке Нефтегаз-2021

Стенд компании Majorpack на выставке Нефтегаз-2021

Стенд компании НПП Электротех на выставке Нефтегаз-2021

Стенд компании Дельта Энерджи на выставке Нефтегаз-2021

Делегация на выставке Нефтегаз-2021

О. Варенникова

Стенд завода Кубанькабель на выставке Нефтегаз-2021

Участник выставки Нефтегаз-2021

Стенд компании Сиббурмаш на выставке Нефтегаз-2021

Выставка Нефтегаз-2021

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП VGD II-M: VGD-II-80M33 – VGD-II-600M33

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11 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	• 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	• 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

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП INF-1100 / INF-1500

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11 Прочее

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.)	• 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. ●

КРАНЫ ШАРОВЫЕ ДЛЯ ПОДВОДНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.2.1 Оборудование для трубопроводного транспорта нефти

1.2.1.2 Оборудование для эксплуатации

Назначение

Применяются в качестве запорного устройства, устанавливаются на трубопроводы (в том числе в составе манифольда) на объектах подводной добычи и транспортировки газа и нефти.

Особенности конструкции

- Глубоководное погружение: усиленный корпус арматуры рассчитан для работы под воздействием давления на глубине до 1000 метров.
- Гарантированная герметичность: рекомендуемое основное уплотнение в затворе «металл-металл» и дополнительные уплотнения между седлами и корпусом обеспечивают надежную работу изделия при высоком давлении рабочей среды.
- Внутренняя стойкость: нанесение на внутренние поверхности основных деталей крана износостойкой наплавки из инконеля (Inconel 625) обеспечивает стойкость к коррозии, к агрессивным средам и морской воде.

ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Присоединение к трубопроводу	**фланцевое или под приварку (в том числе через переходные кольца)**
Управление	**ручной привод, гидропривод, многооборотный электропривод** **Привод арматуры может быть оснащен интерфейсом ТНПА для управления арматурой с помощью глубоководного аппарата**
DN 50…600 мм Class 600-2500	
Требования и стандарты	**Specification API 6D SS**
Рабочая среда	**жидкие и газообразные неагрессивные или агрессивные среды**

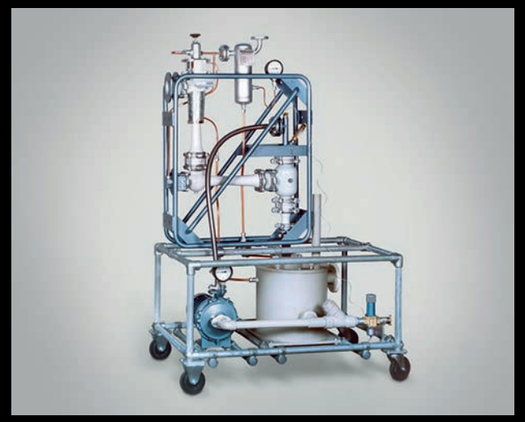
- Проверенная надежность: нанесение на пробку и седла износостойкого покрытия из карбида вольфрама обеспечивает длительный срок службы изделия.
- Автономное управление: привод арматуры может быть оснащен интерфейсом ТНПА для управления арматурой с помощью глубоководного аппарата. ●

ЛАБОРАТОРНЫЕ ПАРОСТРУЙНЫЕ ВАКУУМНЫЕ НАСОСЫ ТИПА LDP1

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11 Прочее



Лабораторные пароструйные вакуумные насосы типа ldp1 основаны на проверенной технологии струйного насоса и часто используются в качестве генераторов вакуума в химических лабораториях, для опытных установок и на небольших производственных предприятиях.

Области применения

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы используются в качестве генераторов вакуума в химических лабораториях, для опытных установок и на небольших производственных предприятиях. Они в основном требуются для создания вакуума на короткие периоды работы, например, для прерывающихся технологических процессов.

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы являются передвижными. Крупные комплектные установки оснащаются колесиками, если только они не предназначены для стационарного использования. Они могут быть быстро подключены посредством коротких линий всасывания к любому потребителю вакуума. Это важная особенность, потому что исключается необходимость использования разветвленных линий всасывания, в том числе запорных клапанов и т.д. Снижена вероятность входа воздуха утечки и, следовательно, время понижения сокращено. Это особенно важно для более высоких рабочих уровней вакуума.

Режим работы

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы состоят из двух пароструйных ступеней, соединенных последовательно и поддерживаемых жидкостным вакуумным насосом. В отличие от многоступенчатых паровых струйных вакуумных насосов они не используют никаких дренажных насосов или барометрических труб.

Специфические требования к пару и охлаждающей воде выше по сравнению с многоступенчатыми пароструйными вакуумными насосами, которые предназначены для непрерывной работы в течение более длительных периодов эксплуатации.

Расход воды лабораторных пароструйных вакуумных насосов относительно высок, поскольку струйный вакуумный насос предназначен не только для конденсации, но и для сжатия воздуха и газов до уровня атмосферного давления. Потребность в пресной воде может быть снижена за счет рециркуляции воды.

Когда потребление охлаждающей воды является важным фактором, лабораторные пароструйные вакуумные насосы оснащаются полной системой рециркуляции воды. Она состоит из следующих частей: водяной резервуар, насос с двигателем, регулятор температуры воды, клапан подачи охлаждающей воды, термометр и соединительный трубопровод между насосом и струйным конденсатором. Все части системы рециркуляции защищены от коррозии.

Клапан автоматической подачи охлаждающей воды обеспечивает поддержание температуры воды в допустимых пределах. ●

ДОЛОТО БУРОВОЕ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

1.1.12 Породоразрушающий инструмент

Долото предназначено для бурения твердых пород с центральной промывкой

Конструктивные особенности

- Корпус долота секционный, сварной, состоит из трех, сваренных между собой лап, на цапфах которых смонтированы шарошки.
- Шарошки долота самоочищающегося типа, оснащены фрезерованными зубьями, армированные твердым сплавом «релит». Опора долота выполнена по схеме: скольжение – шарик (замковый) – скольжение.
- Замковый шарик удерживает шарошку от осевых перемещений. Промывочная жидкость через центральное отверстие попадает в забой, поднимая продукты разрушения, которые затем выносятся в затрубное пространство на поверхность.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ шарошечного долота 76 STD321	
Диаметр долота	**76 мм (3”)**
Угол наклона оси цапфы к оси долота	**52 град**
Смещение оси цапфы относительно оси долота	**0,5 мм**
Тип опоры	**А**
Общее кол-во зубьев (внутр./периф.)	**70 (32/38)**
Общее кол-во рядов зубьев (внутр./периф.)	**7 (4/3)**
Присоединительная резьба	**3-42**
Масса долота нетто, кг (расчет./факт.)	**1,5 кг**
Масса долота брутто, кг (картон./дерев.)	**1,85 кг**
Частота вращения	**40 – 100 об/мин**
Осевая нагрузка	**5 – 8 т**

МОТОПОМПА

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1.2 Нефтепромысловое оборудование

1.1.2.5 Прочее

Дизельный насос для перекачки сильнозагрязненной воды с твердыми частицами, илом и камнями.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ			
Тип насоса	**для грязной воды**	Двигатель	**L70N6-PY**
Производительность	**1150 л/мин**	Тип двигателя	**четырехтактный дизельный двигатель воздушного охлаждения**
Производительность	**69 м³/ч**		
Система запуска	**Шнуровой стартер**	Номинальная мощность двигателя	**4.4/3600 кВт/об-мин**
Высота всасывания	**7 м**	Максимальная мощность двигателя	**4.9/3600 кВт/об-мин**
Высота напора	**27 м**	Объем топливного бака	**13 л**
Максимальный диаметр перекачиваемых частиц	**31 мм**	Расход топлива (±5%)	**1.26 л/ч**
		Габаритные размеры	**680x484x710 мм**
Диаметр всасывающего и выпускного отверстия	**80 мм**	Сухая масса	**75 кг**

ПЛАСТИНЧАТЫЙ ВАКУУМНЫЙ НАСОС

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1.2 Нефтепромысловое оборудование

1.1.2.5 Прочее

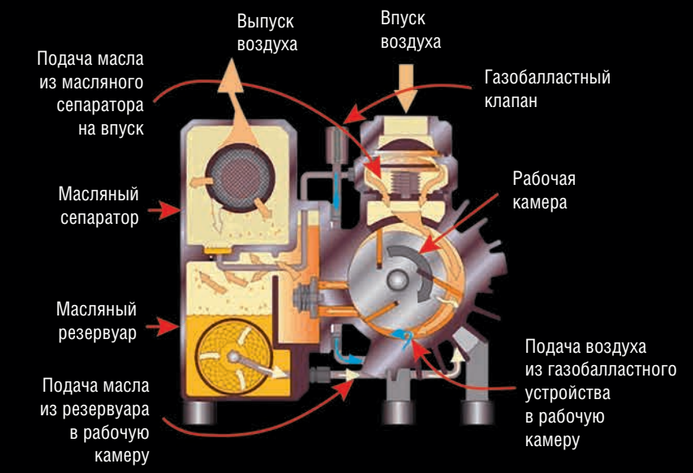
Пластинчатый вакуумный насос относится к насосам роторного типа, который сжимает откачиваемую воздушную смесь посредством изменения объема рабочей камеры.

Конструкция пластинчатого насосного оборудования зависит от типа вакуумного насоса, который бывает масляным и безмасляным. Масляный пластинчато-роторный насос дополнительно снабжен системой для смазки и узлами для очистки воздуха.

Устройство

- Литой корпус с крышкой.
- Электрический привод с редуктором.
- Вал с насаженным на него ротором.
- Система смазки (для масляных насосов).
- Система очистки воздуха (для масляных насосов).
- Газобалластное устройство.

Корпус насоса имеет форму цилиндра, внутри которого происходит процесс сжатия. На корпусе и крышке находятся впускное и выпускное отверстия, снабженные специальными клапанами.



Ротор неподвижно закреплен на валу, смещенного относительно центра корпуса.

Вал соединен с двигателем, который приводит в действие весь механизм. На роторе имеются пазы с пружинами и пластинами. Пластины размещены под определенным углом, сжимая пружины в пазах. При увеличении расстояния между ротором и корпусом, пружина выталкивает лопасть, чтобы сохранялась герметичность рабочей полости.

Лопасти ротора изготавливаются из стали или из графита, все зависит от типа насоса: графитовые пластины применяются в сухих насосах, а металлические – в масляных.

Масло в рабочую камеру масляных насосов подается через систему смазки. Для очистки воздуха предусмотрен специальный масляный сепаратор – резервуар, в котором оседают масляные пары. Дальше отфильтрованное масло снова попадает в систему смазки и используется повторно. Это позволяет экономно расходовать смазочный материал.

Насос снабжен приборами измерения и контроля давления, фильтрами для очистки входящего воздуха и уплотнителями.

ЦИТАТЫ

А. Миллер

Америка никогда не догонит Россию в поставках сжиженного природного газа на европейский рынок

В. Путин

70 % российского бюджета уже формируется не за счет нефтегазовых доходов

Д. Мантуров

С нынешнего года планируется ввести запрет на закупки иностранных аналогов российской электроники

Л. Федун

В условиях новых климатических реалий, может быть, она даже навсегда (*о сделке ОПЕК+ – ред.*)

Ю. Шафраник

Длительные периоды низких цен – это основной фактор риска для освоения новых перспективных угольных месторождений

А. Лукашенко

В этом суть интеграции – опуститься на землю и сделать то, что нам сегодня крайне необходимо. Никто нас никогда не поддержит

А. Гривач

За 8 лет с момента частичной либерализации экспорта СПГ в России, который лоббировала, в том числе, и «Роснефть», компания не приняла ни одного инвестиционного решения по производству сжиженного газа

В. Маркелов

При реализации новых российских СПГ-проектов в отсутствие контроля со стороны государства цена экспортируемого российского газа будет снижаться

Л. Михельсон

Руководство «Новатэка» не видит возможности выполнить указ в таком объеме без направления ресурсов Тамбейской группы на СПГ (*об указе президента о наращивании производства СПГ в Арктике до 64 млн т – ред.*)

XXVI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА
СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2021
ОРГАНИЗАТОР: «ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ» окружной выставочный центр
ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА: EXPOTECH
MEMBER OF THE RUSSIAN UNION OF EXHIBITIONS AND FAIRS
ЧЛЕН РОССИЙСКОГО СОЮЗА ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК
XXVI INTERNATIONAL SPECIALIZED TECHNOLOGICAL EXHIBITION
SURGUT. OIL AND GAS 2021
22-24 СЕНТЯБРЯ 2021
+7 (3462) 94-34-54
sales@yugcont.ru
www.sngexpo.ru
vk.com/sngexpo
@sngexpo
г. Сургут, СОК «Энергетик»
ул. Энергетиков, 47
#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьиГаз2021 #выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК #Сургутнефтьигаз #2021 #четвертьвекавместе #ЮгорскиеКонтракты #Expotech
ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В
XXVI МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ
«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2021»
Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2021» принимаются до 09.09.2021 включительно **следующими способами:**
- По номеру телефона: **+7 (3462) 94-34-54**
- На электронную почту: **sales@yugcont.ru**
- По форме обратной связи на официальной сайте: **www.sngexpo.ru**

VITZRO CELL

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ БАТАРЕИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРОСЛУЖАТ БОЛЕЕ 10 ЛЕТ

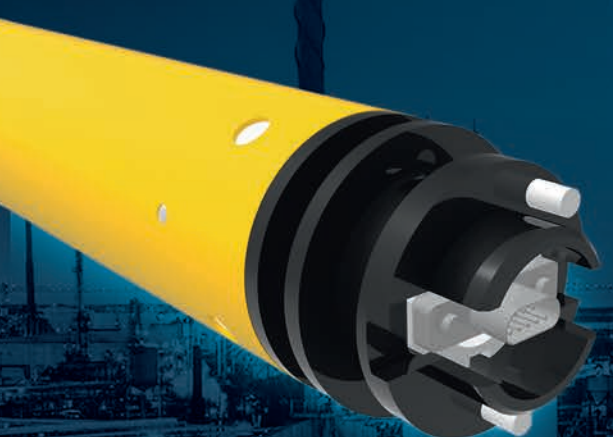
Скважинные телеметрические системы (MWD / LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий

БЕЗОПАСНОСТЬ:
- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:
- проведение испытаний
- анализ проблем полевых работ и отчетов
- инженерная поддержка

ПРЕИМУЩЕСТВА:
- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX / ISO9001 / 14001 / / RoHS / UL / Trans. Certi.

МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:
- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD / LWD / PIG



VITZROCELL является единственной в мире компанией, которая разрабатывает и производит литиевые первичные батареи, высокотемпературные батареи и EDLC для использования в AMR, MWD и PIG

230 КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известен в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

770 МИЛЛИОНОВ

На данный момент Vitzrocell производит и поставляет более 770 миллионов батарей своим клиентам во всем мире

33 ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей в течение 33 лет с 1987 года

2 МИЛЛИОНА

Vitzrocell с 2008 года производит и поставляет более 2 миллионов высокотемпературных элементов и батарей

РЕКЛАМА

YouTube
www.youtube.com/vitzrocell

Тел.: +82-10-2233-5033 /
E-mail: russia@vitzrocell.com /
www.vitzrocell.com

VITZRO CELL