ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ • БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ • НГК РОССИИ И МИРА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

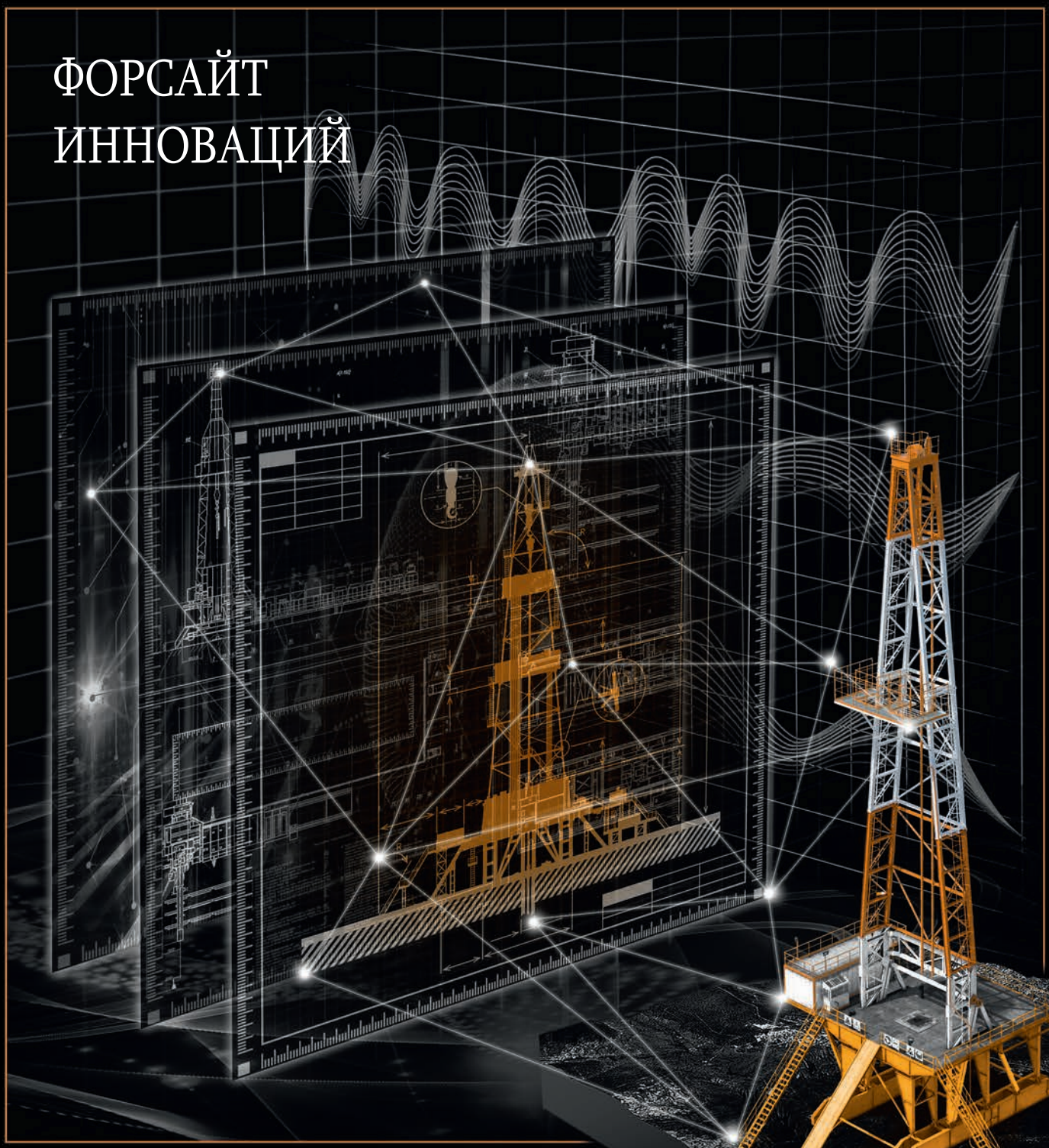
Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

6 [102] 2020

ФОРСАЙТ ИННОВАЦИЙ



Входит в перечень ВАК

Global Medical System
clinics & hospitals

НАДЕЖНОСТЬ И ПРОФЕССИОНАЛИЗМ



Global Medical System
clinics & hospitals

ПРОФОСМОТР В КЛИНИКЕ GMS

РЕКЛАМА

Номер лицензии №ЛО-77-01-013294

Профилактические медицинские осмотры — это не только обязательство работодателей, но и неотъемлемая часть современной системы охраны здоровья, построенной на риск-ориентированном подходе.

Медосмотры позволяют сопоставить индивидуальные риски для здоровья работника и риски, связанные с его трудовой деятельностью. Это даёт возможность определить пригодность к работе, а также разработать индивидуальные профилактические программы, направленные на сохранение качества жизни и трудовое долголетие.

Дополнительно к требованиям законодательства GMS Clinic предлагает расширенные медосмотры, адаптированные под корпоративные требования наших клиентов. Также у нас есть упрощенные медосмотры, направленные на выявление ключевых рисков у работников, не подлежащих обязательным профосмотрам (например, офисный персонал, работающий во 2 классе условий труда).

Кроме того, GMS Clinic является единственной клиникой в России от Владивостока до Калининграда, которая может проводить медосмотры по международному стандарту OGUK.

ЧТО ТАКОЕ СЕРТИФИКАТ OGUK?

Сертификат OGUK — это документ, который выдаётся специалистам нефтегазовой отрасли по итогам медицинского осмотра и действует 2 года. Сертификат подтверждает возможность работать на удалённых и особо удалённых оффшорных объектах нефтегазовой отрасли. В большинстве развитых стран документ является обязательным для допуска к работе на морских проектах.



ПРОФОСМОТР В КЛИНИКЕ GMS — ЭТО:

- Консультации и анализы в одном месте за 2-3 часа с результатами в тот же день;
- Работа по принципам доказательной медицины;
- Понимание потребностей корпоративных клиентов;
- Выдача медицинских сертификатов международного образца (OGUK);
- Доброжелательная атмосфера;
- Доверие лидеров нефтегазовой отрасли в России и за рубежом.

www.gmsclinic.ru
Tel. 7-495-781-55-77
occupational@gmsclinic.ru

ПРОКОНСУЛЬТИРУЙТЕСЬ СО СПЕЦИАЛИСТОМ О ВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ



Скважинами начинают управлять роботы

14



Цифровые двойники в нефтегазовом машиностроении

30

СОДЕРЖАНИЕ



Цифровые модели как часть цифровизации ТЭК

38



Борьба с осложнениями

42

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Еще больше труб большого диаметра? 6

Минэнерго развернуло потоки экспорта 8

События 10

Первой строчкой 12

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Скважинами начинают управлять роботы 14

Форсайт инноваций 16

Экономить по-крупному 28

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Цифровые двойники в нефтегазовом машиностроении 30

Цифровые модели как часть цифровизации ТЭК 38

Борьба с осложнениями 42

Опыт виртуальной пусконаладки АСУ ТП в нефтяной отрасли 46

НЕФТЕСЕРВИС

Южная часть Приобского месторождения стала местом для нового рекорда, достигнутого работниками филиалов АО «ССК» 50

Качественный сервис – обязательный фактор эффективности и надежности оборудования газоподготовки 54

ОБОРУДОВАНИЕ

Электрокоалесцер для обработки водонефтяных эмульсий конструкции ООО «ХИММАШ-АППАРАТ» 62



Нефтегазовый комплекс России и мира

64



Механизированная добыча

86



Экономические проблемы разработки УВ месторождений

92



Программно-аппаратный комплекс для исследования процессов в жидкостях при транспортировке

106

РЫНОК

Нефтегазовый комплекс России и мира. Состояние и перспективы развития 64

АО «Трест КХМ» в СПГ проектах. Путь России к лидерству на мировом рынке энергоносителей 70

ГЕОПОЛИТИКА

Россия и Китай. От торговли энергоресурсами к инвестиционному сотрудничеству 72

ДОБЫЧА

Петрофизическая модель баженовской свиты Приобского месторождения «Роснефти» 76

Механизированная добыча нефти и искусственный интеллект. Цифровые технологии в добыче нефти 86

Россия в заголовках 91

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Экономические проблемы разработки УВ месторождений 92

БУРЕНИЕ

Технологии Baker Hughes для сокращения цикла строительства горизонтальных скважин в Западной Сибири 100

ТРАНСПОРТИРОВКА

Программно-аппаратный комплекс для исследования теплофизических и гидродинамических процессов в жидкостях при их транспортировке 106

Хронограф 111

Нефтегаз Life 112

Классификатор 114

Цитаты 116

ЭПОХИ НГК

281 год назад

В 1739 году немецкий естествоиспытатель и физиолог академик И. Вейтбрехт издает трактат «О нефти», в котором описывает нефть на азербайджанском полуострове Апшерон.

183 года назад

В 1837 году инженер Н.И. Воскобойников построил первый в Азербайджане нефтеперегонный завод. За четыре года работы он доказал эффективность экспериментальных методов перегонки нефти.

165 лет назад

В 1855 году вице-король Египта Саид-паша разрешил построить морской канал, открытый для кораблей всех стран. Разрешение получил французский дипломат Фердинанду де Лессепсу, позже он заручился доверием турецкого султана. Это помогло Лессепсу через четыре года основать компанию и начать строительство Суэцкого канала.

159 лет назад

В 1861 году нефть была впервые экспортирована. На парусном корабле «Элизабет Уоттс» ее доставили из Пенсильвании в Лондон.

157 лет назад

В 1863 году построен первый в Америке нефтепровод. Его длина – 6 км, пропускная мощность – 80 барр./сутки.

142 года назад

В 1878 году инженеры-проектировщики А.В. Бари и В.Г. Шухов запускают по заказу братьев Нобель нефтепровод Балаханы – Черный. Его длина составила 9 км, диаметр – 77 см, а пропускная мощность – 80 тыс. пудов нефти в сутки.

46 лет назад

В 1974 году создана Ассоциация солнечной энергетики (SEIA). Ее участники разрабатывают и продвигают проекты солнечной энергетики в США.

43 года назад

В 1977 году завершено строительство Трансаляскинского нефтепровода. Его длина составляет 1288 км. Максимальная пропускная мощность – 2,13 млн барр./сутки.

38 лет назад

В 1982 году на 36-й внеочередной конференции, ОПЕК впервые вводят систему предельных квот на добычу нефти.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Илья Громов

Аналитики
Артур Гайгер
Анастасия Султанова

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
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

Галиулин Рауф Валиевич
д.г.н., Институт фундаментальных проблем биологии РАН

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

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

Данилов Александр Михайлович
д.т.н., ВНИИ НП

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

Мищенко Игорь Тихонович
д.т.н., профессор, Академик РАЕН, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

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

Половинкин Валерий Николаевич
д.т.н., профессор, действительный член РАИН, Военно-морская академия

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Екатерина Романова
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Антон Пауль

pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Отдел по работе с клиентами
Софья Егорова

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. 812
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»

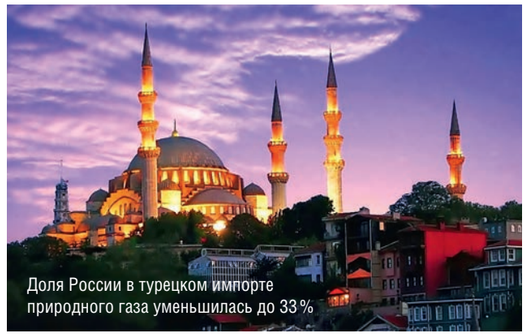
Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004



ООО «ТОТАЛ ВОСТОК» – участник выставки «НЕФТЕГАЗ-2021»
26–29 апреля 2021
г. Москва, ЦВК «Экспоцентр»


В мае цена на газ упала до 50 долл


Доля России в турецком импорте природного газа уменьшилась до 33 %

РОССИЯ
Главное


Германия сократила импорт газа на 45 %


У России появляется все больше конкурентов на рынке газа

ЕЩЕ БОЛЬШЕ ТРУБ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА?

Анна Павлихина

Грохот от падения цен на нефть заглушил почти бесшумное падение до исторического минимума цен на газ. И глядя с вершины руин ценовых котировок, стала отчетливо видна «газовая блокада» по всем направлениям: Европа сокращает объемы закупок, Турция сама превратилась в газовый хаб, азиатские соседи переориентировались на СПГ и объединяет всех покупателей то, что российские газопроводы они рассматривают как запасной вариант.

Спрос снижается

Казавшийся незыблемым спрос на газ существенно пошатнулся. Согласно прогнозам МЭА, успевшего окрестить ситуацию «крупнейшим шоком спроса», в 2020 году спрос на газ в мире может упасть на 4 %, что станет самым большим падением за весь период существования рынка газа. В первую очередь это ударит по крупнейшим поставщикам, таким, как «Газпром». Согласно данным Федеральной таможенной службы, за первые три месяца текущего года объем экспорта трубопроводного газа «Газпрома» сократился на 24 %.

Один из основных покупателей российского газа – Германия, в марте сократил импорт газа на 45 %. Эта тенденция объясняется не только проблемами, возникшими в 2020 году. За последние три года доля России в турецком импорте природного газа уменьшилась до 33 %. Эксперты убеждены, что дело не в политике, просто голландская спотовая биржа предлагает цену 53 долл.

Цены падают

Падение спроса неминуемо повлекло падение цены. 50 долл, которые давали в мае за тысячу кубометров, оказались для «Газпрома» критичной ценой, не покрывающей экспортные расходы, а для получения прибыли компании необходима цена не менее 100 долл.

Всю минувшую теплую зиму «Газпром» накапливал газ в своих европейских ПХГ, что в совокупности с замедлением экономики многих стран и поставками СПГ привело к существенному снижению цены.



Конкуренция нарастает

Несмотря на все, Россия остается крупнейшим поставщиком газа на европейский рынок и одним из крупнейших на мировом рынке. Но у нее появляется все больше конкурентов, которые готовы предоставить альтернативу в виде СПГ. Это не только крупные игроки, такие, как Катар и США. Наращивая объемы импорта СПГ та же Турция выбирает в качестве поставщиком Алжир, Нигерию, Египет (что можно было бы объяснить коротким логистическим плечом), даже Норвегию и Францию, но не российские компании.

Такая ситуация заставит российских поставщиков быть более сговорчивыми при заключении дальнейших контрактов, а правительство и крупные компании должны будут пойти на создание равных условий для всех участников газового рынка. А для начала, создать этот рынок.

СПГ заменяет трубопроводный газ

Ошибочно предполагать, что спрос на газ восстановится и причина только в теплой зиме и временно остановившейся экономике. Потому что в то время, как объемы продаж трубопроводного газа упали на 25 %, торговля СПГ за те же первые месяцы года увеличилась на 8,5 %. И здесь, скорее всего, тоже нет политики. Все дело в цене.

По прогнозам к 2025 г. на Китай будет приходиться почти четверть всего импортируемого СПГ в мире. А если так, то будет ли ему нужен газ, получаемый по «Силе Сибири»?

«Сила Сибири»

В этом году Газпром должен поставить 5 млрд м³ газа по МГП «Сила Сибири», но за полгода поставлен только 1 млрд м³. Как отмечает один из ведущих экспертов отрасли М. Крутихин, для выхода на заявленные 38 млрд м³ в год потребуется еще 10 лет, а прибыли с этого проекта «Газпром» не получит никогда. Как известно, существуют большие сложности с разработкой Чаяндинского месторождения. В результате неверного решения по бурению в 41 из 148 скважин добыча резко упала, а 20 скважин оказались полностью «сухими».

Вместо вывода

Чтобы выполнить контрактные обязательства «Газпром» мог бы привлечь независимые компании, работающие в регионе, чего ему делать не хочется. Для спасения ситуации в мае Газпром приступил к проектно-изыскательским работам по проекту МГП «Сила Сибири-2», а «Газпром Инвест» объявил тендер на поставку в 2020–2022 годах рекордной партии труб большого диаметра на 100 млрд рублей. ●

МИНЭНЕРГО РАЗВЕРНУЛО ПОТОКИ ЭКСПОРТА

Денис Савосин

Минэнерго рекомендовало нефтяным компаниям в июне 2020 г. переориентировать экспортные потоки топлива на внутренний рынок, а также произвести бензина на уровне июня 2019 г. в размере более 3,1 млн т. Представители нефтяных компаний подтвердили готовность выполнить рекомендации Министерства в полном объеме.

Минэнерго разработаны рекомендованные балансы автобензина на июнь 2020 г., предусматривающие суммарный уровень производства на уровне июня 2019 г. (более 3,1 млн т в месяц), увеличение отгрузок на внутренний рынок с темпами, опережающими ожидаемый рост потребления, в том числе для восстановления уровня коммерческих запасов топлива на НПЗ и нефтебазах.

Экспортные потоки нефтяные компании должны в существенной мере переориентировать на внутренний рынок уже в июне 2020 г. Консенсус-прогноз предполагает снижение спроса на бензин в июне в среднем по стране на 10%.

Минэнерго исключает рост розничных цен темпами, превышающими уровень инфляции.

В условиях резкого падения цен на нефть правительство РФ 7 апреля 2020 г. решило ввести временный запрет на импорт топлива в Россию.

За рубежом нефтепродукты значительно подешевели вслед за нефтью, а в России стоимость почти не изменилась из-за особенностей регулирования.

Предполагается, что запрет позволит избежать ситуации, сложившейся в середине мая 2020 г., когда Белоруссия увеличила продажи бензина в Россию в сотни раз – в условиях падения цен на нефть, белорусское топливо, поставляемое в Россию оптом, стало дешевле, чем произведенное внутри страны.

Таким образом власти предлагают поддержать нефтеперерабатывающую отрасль.

Рейтинги Neftegaz.RU

РГО по запросу Минэнерго обсудило идею создания системы хранилищ стратегического нефтяного резерва страны.

Нужно ли увеличить резерв нефтехранилищ в России?

- **3%** Да, большой резерв позволит поддержать биржевую торговлю нефтью
- **29%** Нет, этот дорогостоящий проект станет убыточным, когда цены на нефть поднимутся
- **20%** Да, чтобы регулировать рынок в кризисных ситуациях
- **11%** Нет, создание новых хранилищ займет больше 10 лет, на это нет бюджета и времени
- **16%** Да, с большим запасом нефти проще регулировать ее экспорт
- **21%** Нет, если нефть невыгодно продавать, ее нужно перерабатывать

Экономическая активность замедлилась во всех отраслях. Это коснулось и продуктов нефтехимии, спрос на которые пошатнулся. Как это отразится на рынке переработки УВ?

Повлияет ли на рынок переработки понижение спроса на продукты нефтехимии?

- **21%** Нет, компании продолжат инвестировать в переработку
- **30%** Да, действующие проекты отложат на неопределенный срок
- **12%** Нет, нефтехимическая индустрия циклична, скоро последует рост
- **2%** Да, снижение цен на нефть негативно влияет на глубокие переделы
- **8%** Нет, в кризисные 2008–2009 гг. спрос на химические продукты быстро восстановился
- **15%** Да, не стоит ждать роста, мировой спрос на базовые полимеры останется на уровне 2019 г.
- **12%** Нет, спрос упал не во всех сегментах

РЕКЛАМА

ЗАО «ИСТЮНИОН»

ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

АРЕНДА БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ · ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА · СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ

EASTUNION Business Aviation

Cessna A Textron Company

телефон +7 (495) 921 35 29 | факс +7 (495) 269 02 16 | sales@eastunion.ru | www.eastunion.ru
Елена Малова +7 985 786 29 33 | Денис Клепов +7 968 759 45 24

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



Бажен расширяет географию

Технологический центр Бажен, дочка Газпром нефти, готовится к началу разработки баженовской свиты на Салымской группе участков недр в ХМАО.

Промышленную добычу нетрадиционной нефти на участках недр Салымский-3 и Салымский-5, геологические запасы которых превышают 500 млн т, планируется начать в 2025 г. Оба участка имеют большой потенциал с точки зрения запасов также и традиционных углеводородов. На участке недр Салымский-3 Газпром нефть завершила 3D-сейсморазведку, которая проводилась с использованием технологии «зеленая сейсмика». Было обследовано более 300 км^2, интерпретация полученной информации завершится до конца года. Пробурена первая поисково-оценочная скважина с горизонтальным участком свыше 1 км. На участке недр Салымский-5, до конца 2020 г. планируется начать геологоразведочные работы. Оба участка недр войдут в портфель активов СП, которое Газпром нефть создает с Зарубежнефтью для поиска, разведки и добычи ТрИЗ, включая нетрадиционные углеводороды. Выход на новые активы позволит получить новые данные, испытать и доработать технологические решения в новых геологических условиях.

Новые санкции против Северного потока-2

Группа сенаторов США намерена представить законопроект по расширению санкций против проекта по строительству МГП Северный поток-2.



Инициаторами стали сенатор-республиканец от шт. Техас Т. Круз и сенатор-демократ от шт. Нью-Гемпшир Д. Шахин. Первый считает МГП критической угрозой национальной безопасности США, вторая, что МГП угрожает энергетической независимости Украины и Европы и дает России возможность использовать в своих интересах союзников США.

Законопроект может быть включен в закон о национальной обороне в 2021 г.

Новые санкции затронут компании, которые страхуют российские суда, оказывают услуги андеррайтинга (финансовые услуги, гарантирующие получение выплат в случае финансовых убытков), предоставляют им портовые услуги и услуги по дооснащению или дооборудованию судов-трубоукладчиков, а также суда, которые будут работать в тандеме с трубоукладчиками. Это логично, потому что новые санкции затруднят работу российских трубоукладчиков Академик Черский и Фортуна.

Первые 500 тыс. т ПЭ

На ЗапСибНефтехиме произвели первые 500 тыс. т готовой продукции. После выхода на мощность предприятие будет ежегодно выпускать 1,5 млн т этого полимера.

В новых условиях предприятие нарастило под запросы рынка выпуск тех марок полимеров, которые востребованы в медицине и пищевой промышленности.

В настоящее время пусконаладочные работы на основных объектах



ЗапСибНефтехима завершены, он постепенно выходит на полную мощность.

Сегодня освоено производство 11 марок ПЭ, который применяется при изготовлении труб, упаковки и других изделий.

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

Ачимовская толща: новые технологии

На Вынгаяхинском нефтегазовом месторождении Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза, введена в эксплуатацию уникальная для России двуствольная скважина для разработки ачимовской толщи, соответствующая уровню сложности TAML-3 по международной классификации. При этом уровне основной и



боковые стволы скважины обсажены без цементирования. Ее конструкция позволяет в 2 раза увеличить приток нефти по сравнению с одноствольной. Применяемая в сверхплотных породах ачимовской толщи технология ГРП позволяет одновременно проводить операцию в обоих горизонтальных стволах скважины, длина которых достигает 1 км.

После выполнения 8-стадийного ГРП в каждом стволе и запуска скважины добыча составила более 400 м^3 жидкости в сутки. Конструкция скважины предполагает бурение одного вертикального участка, а для эксплуатации обоих горизонтальных участков используется один комплекс насосного оборудования.

При гибридном ГРП используются комбинации технологических жидкостей с различными свойствами. Его преимущество заключается в более обширном охвате пласта благодаря удлинению трещин ГРП и формированию вокруг них сети микротрещин. Этот эффект достигается за счет изменения объемов, состава закачиваемой жидкости и проппанта, а также увеличения скорости их закачки.

Планы по СПГ подкорректировали

В период 2027–2030 гг. НОВАТЭК, как и прежде, планирует производство СПГ в 57–70 млн т.



Копания рассчитывает произвести 19,6 млн т СПГ по итогам 2020 г., что на 5% выше результата 2019 г. В планах повышение показателя производства СПГ до 26 млн т в 2023 г.; до 38 млн т в 2024 г.; до 44 млн т в 2026 г.; до 57–70 млн т/год в 2027–2030 гг.

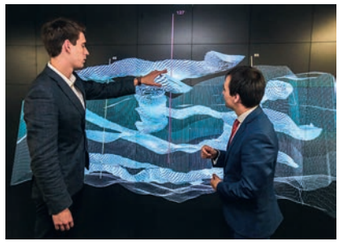
Весной 2019 г. был запущен среднетоннажный проект НОВАТЭКа и Газпромбанка – завод Криогаз-Высоцк, мощность которого составляет 660 млн т/год.

Как и прежде, НОВАТЭК ожидает запуска 4-й линии Ямала СПГ в 2020 г. и сохраняет планы по запуску своих перегрузочных СПГ-комплексов. Но в 2023 г. НОВАТЭК планирует запуск только 1-й линии Арктик СПГ-2 мощностью 6,6 млн т.

Планы по запуску Обского СПГ, способного производить 5 млн т, который также ожидался в 2023 г., пришлось перенести. Выход на полную производственную мощность Обского СПГ, теперь запланирован на 2024–2025 гг.

Новый подход к бажену

НТЦ Газпром нефти и Технологический центр Бажен провели успешное тестирование метода шельфовой электроразведки для изучения баженовской свиты. Технология электроразведки с контролируемым источником CSEM применяется для поиска нефти и газа на шельфе. Новый подход позволил выявить



наиболее перспективные участки баженовской свиты, промышленная разработка которых начнется в 2021 г.

При данном методе на изучаемый участок воздействует искусственно созданное и контролируемое электромагнитное поле. Измерение удельного электрического сопротивления в охваченной области позволяет определить состав пород, параметры их залегания, насыщение водой или нефтью и другие параметры. Технология используется одновременно с сейсморазведкой и дополняет ее результаты. ●

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

39,704 МЛН Т

составила добыча нефти и газового конденсата в России в мае 2020 г.

Это позволяет говорить о том, что Россия придерживается исполнения обязательств в рамках соглашения ОПЕК+. В переводе на среднесуточную добычу в баррелях с использованием коэффициента 7,33 это эквивалентно **9,388 млн барр./сутки**



Газпром перевел принадлежащие ему

9,99 %

акций НОВАТЭКа с кипрской на российскую дочку



Это связано с обеспечением безопасности активов от различных исков, в т.ч. со стороны Польши

Газпром капитал приобретет у Gazfin Cyprus Limited **303 326 969** обыкновенных именных акций НОВАТЭКа по средневзвешенной цене сделок. В начале торгов 4 июня 2020 г. этот пакет акций НОВАТЭКа на Московской бирже стоил **322,5 млрд руб.**

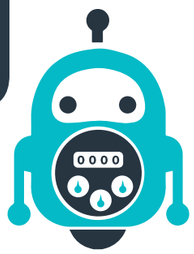
145,5 млрд руб.



нефтегазовых доходов недополучит российский бюджет в июне 2020 г.

В мае 2020 г. бюджет недополучил **58,2 млрд руб.** нефтегазовых доходов. Это результат превышения базовой цены нефти, определенной бюджетным правилом, над фактической

135 тыс.



«умных» приборов планируют установить Россети в 5 регионах в 2020 г.

Основные объемы работ придутся на Кировскую и Нижегородскую области, там установят более **24 тыс.** и **16 тыс.** «умных» счетчиков соответственно. В Тверской, Белгородской и Воронежской областях смонтируют свыше **14, 10** и **9 тыс.** интеллектуальных приборов энергоучета



180 тыс. м²

составила площадь загрязнения нефтепродуктами, разлившимися на ТЭЦ-3 в г. Норильск

В связи с инцидентом возбудили **3** уголовных дела

3 газовых месторождения в Арктике



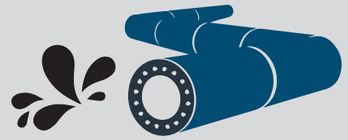
глава Роснефти И. Сечин попросил правительство выставить на аукцион

Речь идет о месторождениях на севере Красноярского края – Ушаковское, Дерябинское, Казанцевское с суммарными запасами **128 млрд м³**. Это позволит компании увеличить газовые ресурсы проекта Восток Ойл и поставлять сжиженный природный газ по Северному морскому пути

Первые

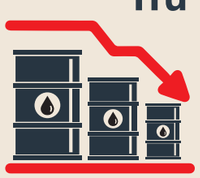
5 млн т нефти

Транснефть транспортировала по нефтепроводу-отводу ВСТО — Комсомольский НПЗ



Проектная производительность нефтепровода составляет **8 млн т нефти в год**

На 310 тыс. барр./сутки



ЛУКОЙЛ сократил добычу в мае в рамках сделки ОПЕК+

По проекту компании Западная Курна-2 в Ираке сокращение добычи составило **70 тыс. барр./сутки**

1,7-2 трлн руб.

нужно на 10 лет программы газификации по подсчетам Минэнерго



А. Новак заявил, что на газификацию в России до 2030 г. понадобится около 1,921 трлн руб. При этом затраты на строительство внутрипоселковых сетей оценивались в 779 млрд руб., строительство газопроводов-отводов, ГРС и межпоселковых сетей – в 637 млрд руб., а реконструкция газораспределительных систем – в 505 млрд руб.Программу газификации России на 10 лет в Минэнерго оценили в 1,7–2 трлн руб., или 170–200 млрд руб. в год, из которых в бюджете Газпрома заложены **70-80 млрд руб.**

На 9 %



просядет нефть в 2020 г. по прогнозам Всемирного банка

В докладе отражено, что падение цен на нефть с конца января 2020 г. было следствием снижения спроса из-за пандемии и введенных ограничений. Эти ограничения также повлияли на транспорт, который потребляет около **2/3** поставляемых нефтепродуктов

TATNEFT

СКВАЖИНАМИ НАЧИНАЮТ УПРАВЛЯТЬ РОБОТЫ

Елена Федорова
ПАО «Татнефть»



Фото **Наиля Гатауллина**

Neftegaz.RU
номер 6/2020 г.

УДК 004.896

АЛГОРИТМ РОБОТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ УПРАВЛЯЕТ РАБОТОЙ СКВАЖИНЫ. НА ОПЫТНОМ УЧАСТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ» РЕАЛИЗУЕТСЯ ПРОЕКТ «ФОРМИРОВАНИЕ МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ». ОЖИДАЕМЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ПРОЕКТА СОСТАВИТ 11 С ПОЛОВИНОЙ МИЛЛИОНОВ РУБЛЕЙ

THE ROBOTIC CHECK ALGORITHM CONTROLS THE WELL OPERATION. A PROJECT "FORMATION OF A MODEL FOR THE MANAGEMENT OF OIL PRODUCTION PROCESSES BASED ON THE USE OF DIGITAL TECHNOLOGIES" IS BEING IMPLEMENTED AT THE PILOT SITE OF NON-NEWTONIAN VISCOUS OIL FIELDS. THE EXPECTED ECONOMIC EFFECT OF THE PROJECT IMPLEMENTATION WILL BE 11 AND A HALF MILLION RUBLES

Ключевые слова: *«Татнефть», роботизированный контроль, автоматизированное управление скважиной, добыча сверхвязкой нефти, цифровые технологии, эффективность производства.*

В основе – алгоритм

Минимизировать потери нефти и увеличить наработку оборудования на отказ за счет передачи функций управления скважиной роботизированному микросервису – такая задача стоит перед проектом интегрированного управления месторождениями. Цифровизация и алгоритмизация производственных процессов, а также совершенствование системы принятия управленческих решений должны в ближайшей перспективе охватить все звенья блока «РиД» «Татнефти».

Стартовал проект на месторождениях сверхвязкой нефти. Как рассказал заместитель начальника отдела – руководитель сектора организации добычи СВН УДСВН ПАО «Татнефть» Эльдар Баймурзин, работа над программой началась в начале июня 2019 года. Разработкой занимались совместно специалисты Управления по добыче СВН и НТЦ «Автоматизация, измерения, инжиниринг». Специалисты УДСВН подобрали направления, которые можно автоматизировать, составили блок-схемы, то есть прописали весь возможный перечень отклонений в работе скважины и действий по их устранению. Разработчики написали программу алгоритма и внесли ее в свою платформу. По мере внедрения проекта программа непрерывно дорабатывается и корректируется и будет отлаживаться по мере тиражирования до конца 2020 года.

Система сама принимает решение

В силу специфики добычи СВН автоматизация проекта достаточно высокая. Каждая скважина оборудована множеством датчиков: массомерами, расходомерами, датчиками давления, температуры, а также частотно-регулируемым электроприводом с контроллером всех параметров работы электродвигателя. Данные с датчиков онлайн передаются диспетчеру и (или) технологу. Они следят за режимом работы скважины и в случае сигнала об отклонении принимают меры. Но диспетчер может не сразу увидеть сбой и не отреагировать оперативно.

Так было раньше. Но теперь программа запускает алгоритм, и робот (завязанные в микросистему датчики) сам в тот же момент принимает решение по устранению инцидента. С помощью управляющих команд он выводит скважину на заданный режим и поддерживает текущий дебит. Как следствие – сокращение недоборов нефти и увеличение наработки оборудования на отказ.

При этом не останется без работы и персонал, потому что есть отклонения, решения по которым может принять только человек.

ФАКТЫ

35
скважин
расположено на Южно-Ашальчинском поднятии

11,5
млн рублей
составит экономический эффект за два года за счет сокращения недоборов сверхвязкой нефти в результате поддержания заданного дебита на поднятии



«Робот будет группировать потоки информации и передавать технологу: здесь со скважиной произошел такой инцидент, я прибавил параметры, а здесь невозможно ничего сделать, какая-то неисправность, не могу запустить, определитесь, – объясняет Эльдар Баймурзин. *– И тогда уже диспетчер или технолог принимает решение. Но в целом функции персонала будут сводиться больше к аналитике».*

Сэкономим более 11 млн

Непосредственное внедрение проекта началось в ноябре 2019 года. Пока задействовано только один объект – Южно-Ашальчинское поднятие. На нем расположено порядка 35 скважин. В данный момент в Компании начинается тиражирование программы на Ашальчинском поднятии СВН. Но, по словам Эльдара Баймурзина, до конца года планируется подключить к данному алгоритму все поднятия проекта СВН «Татнефти».

По предварительным подсчетам, ожидаемый экономический эффект за счет сокращения недоборов сверхвязкой нефти в результате поддержания заданного дебита на поднятии, за два года составит около 11,5 миллиона рублей. Дополнительная добыча только на одном поднятии за счет сокращения потерь составит около тысячи тонн.

Keywords: *"Tatneft", robotic control, automated well management, ultra-viscous oil production, digital technologies, production efficiency.*

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

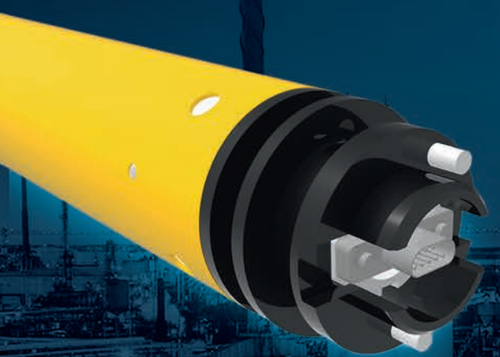
БЕЗОПАСНОСТЬ:
- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей

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

Тел.: +82-10-2233-5033 /
E-mail: russia@vitzrocell.com /
www.vitzrocell.com

VITZRO CELL

Модели для MWD и LWD



1 DD-HR 150
- D+D Size
- 3.65V,
- 26~28Ah
- -40 ~ 150°C
- 580mA, 1300mA*

2 DD-HR 165
- D+D Size
- 3.65V,
- 22Ah
- -40 ~ 165°C
- 580mA, 1300mA*

3 DD-HR 100
- D+D Size
- 3.65V,
- 30Ah
- -40 ~ 100°C
- 580mA, 1300mA*

4 DD-MR 180
- D+D Size
- 3.65V,
- 22~25Ah
- +75 ~ 180°C
- 300mA, 600mA*

5 DD-MR 165
- D+D Size
- 3.65V,
- 26~29Ah
- -40 ~ 165°C
- 300mA, 600mA*

6 CC-MR 165 (21 mm)
- C+C Size
- 3.65V
- 7~8Ah
- -40 ~ 165°C
- 120mA, 200mA*

7 CC-MR 165 (25 mm)
- C+C Size
- 3.65V
- 11~13Ah
- -40 ~ 165°C
- 150mA, 225mA*

8 CC-MR 165 (26 mm)
- C+C Size
- 3.65V
- 13~14Ah
- -40 ~ 165°C
- 150mA, 225mA*

9 D-HR 165
- D Size
- 3.65V
- 10Ah
- -40 ~ 165°C
- 320mA, 650mA*

10 FAT-D 150
- Fat D Size
- 3.65V
- 37~40Ah
- -40 ~ 150°C
- 580mA, 2000mA*

Модели для PIG & subsea



1 DD-SC 100
- D+D Size
- 3.91V
- 27~32Ah
- -30 ~ 100°C
- 580mA, 4000mA*

2 D-SC 100
- D Size
- 3.91V
- 12~15Ah
- -30 ~ 100°C
- 280mA, 1000mA*

3 C-SC 100
- C Size
- 3.91V
- 4~7Ah
- -30 ~ 100°C
- 175mA, 600mA*

Тел.: +82-10-2233-5033 /
E-mail: russia@vitzrocell.com /
www.vitzrocell.com

VITZRO CELL

ФОРСАЙТ ИННОВАЦИЙ

Изменения технологий и инструментов управления инновациями в нефтегазовом комплексе

УДК 001.2

В СТАТЬЕ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАДИГМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО БИЗНЕСА РАССМОТРЕНЫ ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВО ВСЕХ ЕГО БИЗНЕС-СЕГМЕНТАХ: «UP-STREAM» (ПОИСК И РАЗВЕДКА УГЛЕВОДОРОДОВ, БУРЕНИЕ СКВАЖИН, ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ), «MID-STREAM» (ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДОВ), «DOWN-STREAM» (ПЕРЕРАБОТКА, ЛОГИСТИКА И СБЫТ ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА). ПРИВОДЯТСЯ ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ ИННОВАЦИОННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ (ТЕХНОЛОГИЙ) ДЛЯ КАЖДОГО ИЗ БИЗНЕС-СЕГМЕНТОВ, А ТАКЖЕ ИНСТРУМЕНТЫ ЭТИХ ИННОВАЦИОННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПРЕВОСХОДСТВА, ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ОРГАНИЗАЦИОННО-УПРАВЛЕНЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ. РАССМОТРЕНЫ НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО БИЗНЕСА

THE ARTICLE ANALYZES INNOVATIVE SOLUTIONS OF OIL AND GAS INDUSTRY FROM THE PERSPECTIVE OF PARADIGM SHIFT FOR ALL BUSINESS SEGMENTS: "UP-STREAM" (HYDROCARBON SEARCH AND EXPLORATION, WELL DRILLING, HYDROCARBON OUTPUT), "MID-STREAM" (HYDROCARBON TRANSPORTATION), "DOWN-STREAM" (PROCESSING, LOGISTICS AND MARKETING OF PETROLEUM REFINERY PRODUCTS). CORE OBJECTIVES OF INNOVATIVE CHANGES (TECHNOLOGIES) AS WELL AS THE INSTRUMENTS OF THESE INNOVATIVE CHANGES ENABLING TO ACHIEVE ENGINEERING AND ECONOMIC SUPERIORITY, TO INCREASE THE ENERGY PERFORMANCE OF TECHNOLOGICAL PROCESSES, AND TO BOOST THE COMPETITIVENESS OF ORGANIZATIONAL AND ADMINISTRATIVE PROCESSES ARE SET FORTH FOR EACH OF BUSINESS SEGMENTS. THE ARTICLE OBSERVES SOME ASPECTS OF DIGITAL TRANSFORMATION OF THE OIL AND GAS BUSINESS

Ключевые слова: *энергоэффективность, цифровизация, технологическое развитие, управление инновациями, нефтегазовый комплекс.*

Мартынов Виктор Георгиевич
ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.э.н., профессор

Голунов Никита Николаевич
проректор по дополнительному профессиональному образованию, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, доцент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, к.т.н.

Макарова Евгения Дмитриевна
доцент кафедры производственного менеджмента РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.э.н.

Смена парадигмы развития нефтегазового бизнеса

История отечественной нефтяной промышленности насчитывает более 150 лет, а газовой – около 100. На протяжении многих лет предыдущие поколения нефтяников и газовиков, проектировщиков и строителей, ученых и руководителей закладывали фундамент, базис технологической цепочки (вертикали) нефтегазового комплекса, постепенно открывая все новые и новые месторождения, строя более протяженные и с большим давлением трубопроводы, увеличивая мощности по переработке, развивая сеть газораспределительных станций, автомобильных заправок.

Как следствие, за прошедшие годы не только у рядовых обывателей, но и у некоторых работников нефтегазового комплекса сформировались как минимум два стереотипа в отношении перспектив его развития. Первый стереотип – об освоении недр при последовательном движении в пространстве страны с запада на восток с последующим открытием (когда-то очень скоро) новых месторождений углеводородов. Второй стереотип – о «гарантированности» открытий именно крупных месторождений, их первоочередности вовлечения в разработку и оставлением мелких месторождений когда-то «на потом» [1]. К сожалению, оба эти стереотипа неверны, а складывавшуюся на протяжении 100–150 лет парадигму развития давно пора принципиально пересмотреть.

Во-первых, размер всех открываемых в последние десятилетия месторождений все меньше и меньше по запасам. По итогам 2019 г. в нашей стране добыто 560 млн т нефти и газового конденсата и 737 млрд м^3 – природного газа [2]. При этом, общее число месторождений, на которых ведется добыча:

нефтяных – 2093 (в т.ч. с добычей попутного газа – 269), газовых – 1983, т.е. всего 4076 месторождений углеводородов. Степень выработанности запасов нефти категорий А + B_1 + C_1 составляет около 57%, в нераспределенном фонде недр находятся 433 месторождения, около 90% из которых относятся к мелким (запасы от 1 до 10 млн т.) и очень мелким (менее 1 млн т). по масштабу заключенных в них запасов. При этом, в нашей стране и так существенно увеличивается глубина скважин (на многих месторождениях уже свыше 3-х км), а из-за гораздо более сложных горно-геологических условий (глубина залегания, продуктивная мощность и пористость пластов), чем, например, в странах Ближнего Востока – Саудовской Аравии, ОАЭ, Катаре, Кувейте, Ираке, Иране – дебит скважин на ряде наших действующих месторождений составляет менее 10 т в сутки. Кроме того, производительность труда на небольших месторождениях будет ниже, чем на крупных месторождениях за счет отсутствия «эффекта масштаба». По добыче газа также необходимо добавить, что более 60% от всего объема обеспечивают всего шесть месторождений: Уренгойское, Заполярное, Бованенковское, Ямбургское, Юрхаровское и Южно-Русское [3]. Можно быть уверенным, что в ближайшей перспективе, к сожалению, ожидать открытия уникальных, гигантских и крупных месторождений никак не приходится. С учетом всех перечисленных факторов, на действующих месторождениях нужно применять инновационные технологии для снижения себестоимости, а на вновь открываемых – для увеличения эффективности добычи и экономических показателей в целом, снижении транспортной составляющей в общей структуре стоимости.

Во-вторых, при движении на восток и без того значительное «транспортное плечо», т.е. расстояние от объекта добычи до объекта переработки или потребления, будет только увеличиваться, что требует затрат в трубопроводную и иную инфраструктуру, а также повышает стоимость «транспортной» составляющей в конечной стоимости углеводородов для потребителя. Так, уже сейчас среднее «транспортное плечо» перекачки углеводородов по трубопроводам (без учета водного и железнодорожного транспорта) для газа в нашей стране – около 2200 км, для газа при экспорте за рубеж – около 3700–4000 км [4], для нефти – 2500 км, для нефтепродуктов – 1400 км [5]. Таким образом, для наших месторождений в Восточной Сибири, Арктике и на Дальнем Востоке нужно искать новые маршруты и способы транспортировки углеводородов, например, сочетание трубопроводов и морских танкерных и каботажных (больших и малых) перевозок.

После введения против наших нефтегазовых компаний американских санкций на фоне «крымских» событий в 2014 г. уже произошли существенные изменения – на уровне государства выработаны принципы технологического суверенитета, на уровне компаний – разработаны «с нуля» программы импортозамещения, произведены соответствующие изменения в Программы инновационного развития. Но в нынешних условиях (распространение короновирусной инфекции, турбулентность на мировом нефтяном рынке) необходимо существенным образом пересмотреть пути развития нефтегазового комплекса и определить наиболее востребованные, критические технологии, чтобы имеющийся научно-исследовательский потенциал сосредоточить именно на них, не «распыляя» итак ограниченные финансовые средства. Программы инновационного развития и импортозамещения, безусловно, важны (хотя они решают задачу «догнать и перегнать», на средне- и долгосрочную перспективу правильнее было бы говорить об «импортоопережении»),но в нынешних реалиях, с точки зрения стратегических перспектив, необходимо вести речь о комплексной системной работе по формированию принципиально новой производственной и инфраструктурной схемы нефтегазового бизнеса, с одной стороны, для освоения месторождений Восточной Сибири, Арктики и Дальнего Востока, а с другой стороны – для поддержания, развития и безаварийной эксплуатации той технологической вертикали нефтегазового комплекса, которая выстраивалась последние 100 лет.

Формирование новой системы логистики

Обустройство месторождений углеводородов и построение новой эффективной системы логистики в северных и восточных регионах страны будет сопряжено



с рядом ограничений: природно-климатических, инфраструктурно-логистических, экологических, экономических [6].

К *природно-геологическим ограничениям* можно отнести суровые климатические условия, необычайное разнообразие географического ландшафта (от многолетнемерзлых грунтов и термокарста до заболоченных или пустынных территорий), низкая отрицательная температура большей части календарного года, слабая изученность регионов добычи и транспорта углеводородов, высокая сейсмическая активность ряда ключевых транзитных регионов и пр. Для компенсации этих ограничений потребуются дополнительные технологии (и затраты), например, на изготовление сейсмостойкого и хладостойкого (с большим перепадом рабочего диапазона температуры) оборудования, нагрев углеводородов в процессе их добычи, транспортировки хранения, повышение прочности материалов с связи с ростом рабочего давления для сокращения числа дожимных и магистральных насосных и компрессорных станций, строительство зданий и сооружений на сваях для недопущения растепления грунта, цифровое моделирование опасных геологических процессов и многие другие.

Под инфраструктурно-логистическими ограничениями понимаются такие, которые вызваны крайне неравномерной плотностью проживания населения и, как следствие, размещения промышленных производств, что приводит к неравномерностям спроса на энергоресурсы (как по территории, так и по календарному году) и территориальной разобщенности потребителей, сложностей в интеграции энергосистем. Кроме того, сильно ограничивает возможность использования внутреннего речного судоходства отсутствие в восточной части страны рек, текущих с запада на восток (или с востока на запад), а также наличие вечной мерзлоты и территориальная удаленность. Объективно, мероприятия по компенсации этих ограничений могут быть одними из самых затратных, так как требуется создание баз материально-технического обеспечения, организация вахтовых поселков, необходимость высокого уровня автоматизации производства, сопряженные с высокой стоимостью доставки человеческих и материально-технических ресурсов, проведения корпоративной политики по денежным компенсациям как самим работникам, так и местным жителям. Отсутствие на местном рынке труда работников с соответствующими компетенциями практически всегда приводит к необходимости перемещения специалистов с семьями «с большой земли», а это – дополнительные обязательства и затраты в непроизводственную инфраструктуру (дороги, детские сады и школы, больницы, объекты культуры и спорта и пр.), не приносящую прибыли, но при этом обладающую своеобразным «индикатором» социальной ответственности компании в построении ее имиджа.

Экологические ограничения, связанные с возрастающим запросом общества в целом и отдельных граждан на чистую окружающую среду, необходимо компенсировать безаварийной эксплуатацией энергетических активов нефтегазового бизнеса, запроектированных по принципу «нулевого сброса» или минимального техногенного риска, утилизацией отходов промышленной и человеческой деятельности (в том числе прошлых лет), созданием баз логистики для ликвидации возможных разливов нефти и нефтепродуктов, использованием попутного газа, возобновляемых и альтернативных источников энергии для собственных нужд с целью снижения себестоимости углеводородной продукции при ее доставке на мировые рынки.

Экономические ограничения связаны с высокими CAPEX при длительном сроке возврата инвестиций, значительными OPEX для диспетчеризации и поддержания работоспособности удаленного оборудования, необходимостью доступа к «длинным» деньгам с низкой процентной ставкой, чувствительностью к новостному и информационному шуму, вероятностью внезапного возникновения «черных лебедей» (например, короновирусная инфекция COVID-19) и прочим. Сложность данных ограничений в том, что взять деньги на освоение энергии недр и формирование новой системы логистики углеводородов можно только из самого нефтегазового комплекса (больше неоткуда!), и без того несущего значительную финансовую нагрузку. Для компенсации ограничений требуется продуманная системная государственная политика в части финансовой и налоговой нагрузки, льгот и других принятых и применяемых в мире механизмов поддержки инновационных изменений.

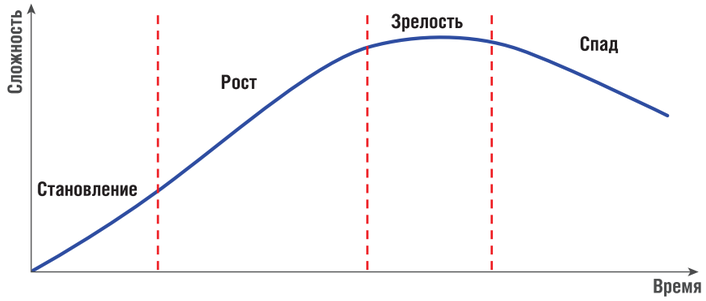
Необходимость учета всех указанных выше ограничений, а также мероприятий по их компенсации, потребует принципиально нового подхода и к организационно-финансовой деятельности, так как необходимо будет искать и внедрять инновационные технологии за счет оптимизации, рационализации текущей операционной деятельности.

Инновационные технологии (изменения) и управление инновациями

В классической теории менеджмента одной из его ключевых функций является обеспечение конкурентоспособности и устойчивости организации (предприятия) в условиях изменяющейся внешней среды. Одним из наиболее эффективных инструментов считается инновационная активность и инновационные технологии (изменения), позволяющие даже при отсутствии значительного объема капитала, эффективно строить организационно-управленческие потоки создания ценностей и управлять бизнес-процессами в условиях ограниченных ресурсов и жесткой конкуренции.

Сами термины «инновация», «инновационные изменения» были известны давно, но введены в экономическую науку в начале XX в. в серии работ профессора Гарвардского университета Йозефа Алоиса Шумпетера (1883–1950 гг.). В нашей стране государственная политика в области инновационного развития начала формироваться с 2010 г., когда компаниям с государственным участием было поручено стимулировать

РИС. 1. Модель «жизненного цикла» отрасли (рынка, товара) М. Портера



инновационную деятельность посредством разработки стратегических программ и планов инновационного развития.

Принято разделять 4 типа инноваций [7]:

- технологические продуктовые инновации – разработка и внедрение технологически новых или сильно усовершенствованных продуктов (товаров, услуг), основанных на использовании принципиально новых технологий;
- технологические процессные инновации – использование технологически новых производственных методов, в том числе методов изготовления и транспортирования продуктов (товаров, услуг), для повышения эффективности существующих процессов или же создания новых, которые не могли быть реализованы обычными методами;
- организационные инновации – создание новых форм ведения бизнес-процессов, организации новых рабочих мест, способов связи и коммуникаций с внешними и внутренними клиентами (большое количество таких инноваций реализуется с помощью методов и инструментов «Lean management» – «бережливого производства»);
- маркетинговые инновации – использование новых методов продаж продуктов, товаров и услуг, их продвижения на рынки сбыта, новые методы в дизайне, бренде, упаковке.

Для визуализации моделей развития часто используются различные схемы, основанные на модели «жизненного цикла» отрасли (рынка, товара, услуги), изложенной в 1980 г. в работе профессора Гарвардской школы бизнеса М. Портера (1947-н.в.) «Конкурентная стратегия», хотя необходимо добавить, что до него схожие модели приводились и другими исследователями: волны Н.Д. Кондратьева, циклы Г. Менша и пр.

На рис. 1 приведена модель «жизненного цикла» по М. Портеру.

Модель М. Портера визуально описывает развитие продукта (товара, услуги, а также отрасли, рынка) в виде линии продаж во времени, при этом с течением времени возрастает и организационно-технологическая сложность, обусловленная изменением доли рынка, возникновением конкуренции, изменением соотношения между спросом и предложением, других факторов. На рис. 1 показано четыре основных этапа: становление, рост, зрелость, спад, характеристики которых приведены в табл. 1.

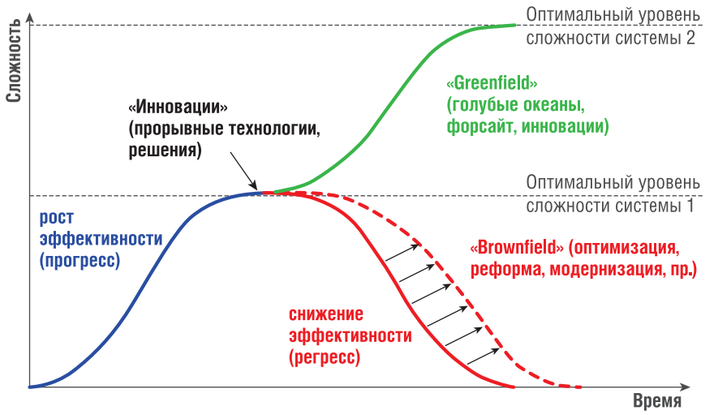
ТАБЛИЦА 1. Характеристики этапов модели «жизненного цикла» М. Портера

Параметр	Становление	Рост	Зрелость	Спад
Темп роста	высокий	высокий	низкий	нет
Конкуренция	низкая	низкая	высокая	высокая
Заменители	нет	есть	есть	есть
Технология	новая	заимствуется	открыта	старая
Потенциал роста	высокий	высокий	низкий	нет
Отношение спроса (С) к производству (П)	С > П	С > П	С ≤ П	С < П

На рис. 2 визуализирована разница между моделями инновационного развития и модернизации (оптимизации), часто приводящаяся известным промышленным дизайнером В. Пирожковым [8].

По мере роста эффективности, т.е. прогресса продукт (товар, услуга) достигает определенного порога сложности, после чего наступает ее естественное снижение эффективности, т.е. регресс. Проекты типа «Brownfield» (к ним относятся модернизации, оптимизации и пр.) продлевают срок жизни, но не выводят продукт (товар, услуга) на принципиально новый организационно-технологический уровень. И лишь только проекты типа «Greenfield»

РИС. 2. Визуализация моделей инновационного развития и модернизации (составлено авторами на основе [8])



(форсайт, «голубые океаны», инновационные решения и технологии,) возникающие на пике сложности, позволяют, по сути, создать новый продукт (товар, услугу, а также отрасль, рынок), развитие которого уже начнется с другой точки, что приводит к принципиально иной сложности системы и росту ее общей эффективности. Цель изменений – прорывные технологии для инновационного «рывка», создание новых рынков и технологий, достижение глобального технико-экономического превосходства.
В своих выступлениях, например, [9] В. Пирожков развивает эту модель, приводя примеры инноваций будущего.

В случае нефтегазового бизнеса согласиться с данной моделью можно лишь отчасти – в том случае, если мы рассматриваем общую технологическую цепочку энергетики, начиная от использования человеком дров. Да, в этом случае открытие новых способов получения безопасной, доступной и дешевой энергии может привести к новому энергопереходу. Концепцию «энергоперехода» сформулировал чешско-канадский ученый и политический аналитик Вацлав Смил (1943-н.в.) в своих работах «Энергетика. Мифы и реальность. Научный подход к анализу мировой энергетической политики» (2010) и «Энергия и цивилизация. История» (2017). Понятие «энергоперехода» определяется как 10%-ное сокращение доли рынка определенного энергоресурса за 10 лет: например, сокращение доли традиционных энергоресурсов (углеводороды, уголь) с замещением их новыми энергоресурсами (такими претендентами часто «назначаются» возобновляемые и альтернативные источники энергии, водород, термоядерный синтез и пр.).

Иногда от представителей экспертного сообщества можно услышать тезис о технологическом предвидении, попытках «угадать» будущее – рис. 3. Цель таких изменений – прорывные технологии для опережающего инновационного «рывка», создание новых рынков и технологий, достижение глобального технико-экономического превосходства.
К сожалению, примеры успешной реализации модели «опережающего» инновационного развития можно увидеть

РИС. 3. Визуализация модели «опережающего» инновационного развития и модернизации

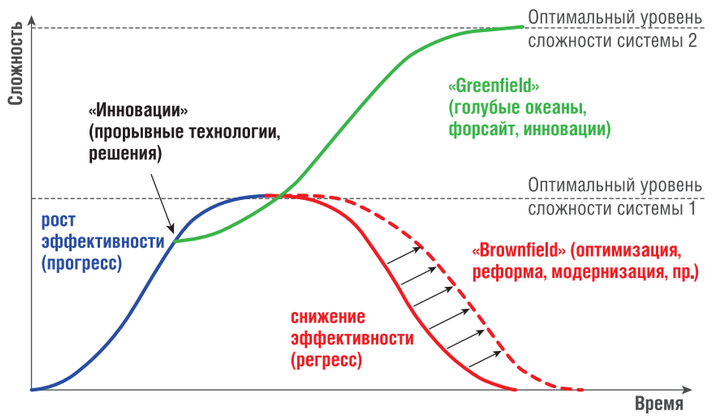
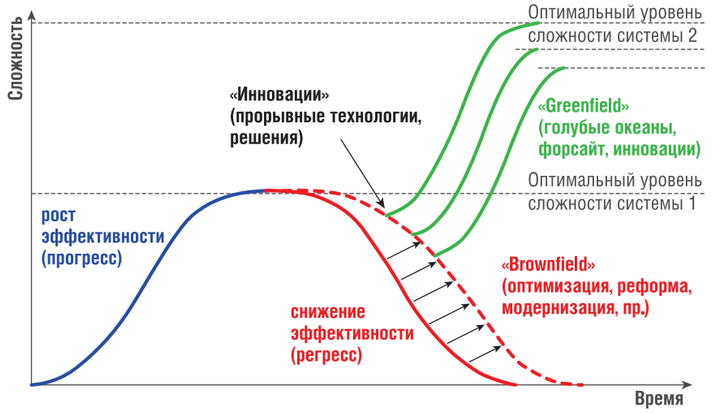


РИС. 4. Визуализация модели инновационного развития за счет непрерывных инновационных изменений



не так часто. Во-первых, число по-настоящему гениальных людей, действительно обладающих даром «видения» очень невелико, а общепризнанных в мире – единицы: Леонардо да Винчи, Д.И. Менделеев, В.Г. Шухов, Н. Тесла, Т. Эдисон. Во-вторых, как правило, у этих «предсказателей», «провидцев» нет денег для претворения в жизнь своих идей, а действующие руководители компаний, в большинстве случаев, не готовы рисковать финансами, деловой репутаций, существованием компаний в принципе, так как вероятность ошибки очень велика.

Если же вести речь о тех направлениях инновационных изменений (технологий), которыми фактически занимаются компании нефтегазового бизнеса, то представить такую модель можно на рис. 4.

Цель изменений – прорывные технологии для инновационного развития, поддержания конкурентоспособности и достижения «нишевого (отраслевого)» потенциала с перспективой внедрения инноваций «более высокого уровня».

Авторам представляется, что среди компаний нефтегазового сектора наиболее работоспособной будет именно такая модель – инновационного развития за счет непрерывных инновационных изменений, кроме того, отвечающая требованиям стейкхолдеров в части дивидендной прибыли, возврату инвестиций, а также недопустимости нецелевого расходования средств со стороны надзорных и регуляторных органов. Построение такой модели «инновационных изменений» за счет накопления опыта любых организационных,

технологических, маркетинговых изменений, повышающих эффективность бизнес-процессов, сокращению потерь и издержек, рациональному использованию ресурсов должно опираться на системную организацию комплекса как фундаментальных, так и прикладных научных исследований и разработок, формирование технологического задела и развитие кадрового потенциала.

На основе большого количества различных документов, статей, презентаций, авторами предпринята попытка проанализировать основные бизнес-сегменты нефтегазового производства: «up-stream» (поиск и разведка углеводородов, бурение скважин, добыча углеводородов), «mid-stream» (транспортировка углеводородов), «down-stream» (переработка углеводородов, логистика и сбыт продуктов их переработки). Авторы не претендуют на абсолютную «истину в последней инстанции», так как формат научной статьи ограничивает количество позиций в «бесконечных» списках инновационных технологий, но при этом приводят основные, наиболее значимые, на их субъективный взгляд, инструменты инновационного развития/изменений, визуализированные на рис. 4.

1. Поиск и разведка месторождений углеводородов

Целями инноваций в данной области являются:

1.1. Получение достоверной информации о глубинном строении недр, структуре пластов-коллекторов и покрышек нефтегазоносных горизонтов;

1.2. Обеспечение ресурсами углеводородного сырья (далее – УВС) организаций НГК, субъектов/регионов и в целом РФ;

1.3. Формирование идеологии отношения общества и государства к углеводородам (далее – УВ) как к возобновляемому источнику энергии.

К основным инструментам инновационных изменений относятся:

1а) новые технологии сейсморазведки (с учетом принципиально новых возможностей цифровых технологий):

- бассейновое моделирование УВ систем, прогнозирование перспективных зон для поиска УВ, оценки геологических и геофизических рисков;
- седиментационный анализ УВ систем, построение моделей осадконакопления и оценка влияния геологических особенностей на оценку запасов УВ в регионах изучения нефтегазоносности;
- сейсмический мониторинг 4D для поиска месторождений УВ, уточнения гидродинамической модели залежи УВ, в том числе на воде с применением «плавающих кос», донных оптоволоконных систем;
- подледная сейсморазведка для поиска месторождений УВ в арктических регионах в условиях, когда невозможно или экономически нецелесообразно проведение сейсморазведки с суши или с геофизических судов;
- беспилотные летательные аппараты для проведения аэрогеофизических исследований;

1б) цифровое моделирование структуры порового пространства пластов-коллекторов и покрышек месторождений УВ:

- «цифровой» керн;
- электронная растровая томография;
- визуализация с помощью технологий виртуальной и дополненной реальности, соответственно VR и AR;

1в) технологии изучения и эффективной эксплуатации нетрадиционных коллекторов – бажен, сланцы, высокоплотные пласты, газогидраты – разработка методик для отбора керна, оценки фильтрационных свойств коллекторов, оценки запасов УВ, разработки продуктивных отложений.

2. Бурение нефтяных и газовых скважин

Целями инноваций в данной области являются:

2.1. Вовлечение в эффективную разработку многопластовых месторождений УВ, а также пластов-коллекторов на больших глубинах и/или в сложных геологических условиях;

2.2. Снижение себестоимости бурения поисковых, разведочных скважин, а также многоствольных и наклонно-направленных скважин при эксплуатации пластов-коллекторов на месторождениях УВ;

2.3. Увеличение виртуальных эффективных толщин (мощностей) пластов-коллекторов на месторождениях УВ.

К основным инструментам инновационных изменений относятся:

2а) строительство многозабойных и наклонно-направленных скважин:

- геонавигация бурового инструмента и управление его траекторией при проводке скважины в заданном направлении в режиме реального времени;
- новые типы и рецептуры буровых растворов (в том числе на углеводородной основе), обеспечивающих длительное сохранение фильтрационных свойств призабойной зоны скважин;
- геофизические исследования скважин в процессе бурения;
- направленное колтюбинговое бурение на месторождениях УВ с пониженными пластовыми давлениями;
- новые облегченные и полимерные материалы для скважинного оборудования, тампонажа;
- премиальные резьбовые соединения для вертикальных и наклонно-направленных скважин;

2б) высокопрочные буровые долота:

- аддитивные материалы и технологии для повышения износостойкости скважинного оборудования, снижения сроков и стоимости обслуживания и ремонта;
- цифровое моделирование и прогнозирование технологического оборудования для бурения скважин, в том числе проектирование «под заданную стоимость»;

2в) роботизированные буровые суда и платформы нового поколения, в том числе для работы в Арктике:

- технологии геопозиционирования;
- ледокольное сопровождение или ледокольное исполнение;
- бурение в условиях «глубокой» воды;

2г) противовыбросовое буровое оборудование, превенторы в условиях анормально высоких

и аномально низких пластовых давлений и на больших глубинах в мировом океане, в том числе для работы в Арктике;

2д) энергоэффективные буровые системы верхнего силового привода для увеличения скорости проходки, бурения конструктивно сложных скважин и повышения безопасности во время бурения.

3. Разработка месторождений углеводородов

Целями инноваций в данной области являются:

3.1. Рациональное использование энергии недр, формирование идеологии комплексного обустройства месторождений УВ и их инфраструктуры;

3.2. Снижение себестоимости добычи УВ, повышение эффективности разработки месторождений;

3.3. Повышение эффективного коэффициента извлечения нефти;

3.4. Вовлечение в разработку нетрадиционных месторождений УВ.

К основным инструментам инновационных изменений относятся:

3а) Цифровое моделирование месторождений УВ с заранее заданными технико-экономическими параметрами:

- эффективное прогнозирование и использование методов увеличения отдачи пластов на различных стадиях добычи УВ;
- технологии 4D, виртуальной и дополненной реальности для поддержки и принятия управленческих решений;
- реинжиниринг «зрелых» месторождений УВ;

3б) Геолого-технические мероприятия для регулирования параметров разработки месторождений УВ в соответствии с целевыми значениями по объему добычи УВ:

- нанотехнологии, материалы и реагенты промысловой химии для увеличения проницаемости призабойной зоны скважин при проведении кислотных обработок и гидроразрыва пласта (ГРП);
- технологии многостадийного ГРП (с контролем роста трещин) для глубокозалегающих нефтегазоносных горизонтов, мобильные комплексы для проведения ГРП;
- ремонтно-изоляционные работы с использованием «интеллектуальных», «умных» материалов с заданными эксплуатационными свойствами и памятью для ликвидации негерметичностей, снижения водопритока в скважину;
- зарезка боковых горизонтальных и наклонно-направленных стволов, перевод скважин на выше- и нижележащие горизонты для увеличения выработки остаточных запасов УВ;
- тепловое и физико-химическое воздействие на пласт для вовлечения в разработку нетрадиционных коллекторов – бажен, сланцы, высокоплотные пласты, газогидраты – для их эффективной эксплуатации

3в) Технологии разработки:

- месторождений низконапорного газа (с низким давлением в пласте);
- месторождений «жирного» газа (с высоким содержанием углеводородов от С3 и выше);
- газа плотных пород (сланцевого);
- метана угольных пластов;
- газогидратов вечномерзлых пород и глубоководных впадин мирового океана;

3г) Энергоэффективные скважинные насосы (в т.ч. высокого давления – до 1 200–1 500 атм.) с применением аддитивных и композитных материалов с увеличенным сроком службы для повышения КПД и наработки на отказ (увеличения времени межремонтых периодов);

3д) Технологии подготовки нефти и газа к транспорту, мембранные установки для выделения из УВ инертных газов и ценных компонентов, механических примесей и воды – из природного газа;

3е) Технологии борьбы с парафиноотложением для промысловых нефтепроводов и гидратообразованием – для промысловых газопроводов; сбора и транспорта многофазных и нестабильных потоков;

3ж) Технологии и оборудование для роботизированных подводных добычных комплексов, «безлюдные» технологии для передвижных подводных и добычных платформ в арктических условиях.

4. Транспорт и хранение углеводородов, логистика и сбыт и продуктов их переработки

Целями инноваций в данной области являются:

4.1. Формирование новой транспортно-логистической инфраструктуры Дальнего Востока, Восточной Сибири и Арктики с учетом геологических условий месторождений УВ и технико-экономического анализа возможных способов транспортировки УВ на рынки, в т.ч. «конечного» покупателя;

4.2. Создание среды «технологического доверия» и эффективного взаимодействия с потребителем, основанного на многовариантном прогнозировании и гарантированном удовлетворении спроса на энергоресурсы;

4.3. Продление безремонтного срока эксплуатации, безаварийная работа, ремонтопригодность магистральных трубопроводов и объектов хранения УВ;

4.4. Снижение себестоимости перекачки УВ по трубопроводам;

4.5. Сокращение технологических потерь при транспортировке и хранении УВ и продуктов их переработки;

4.6. Развитие собственного бункеровочного, каботажного и танкерного флота, в том числе судов ледокольного исполнения, и необходимой инфраструктуры.

К основным инструментам инновационных изменений относятся:

4а) Высокоэффективные технологии перекачки УВ:

- энергоэффективные агрегаты (насосы, компрессоры, приводы к ним) с высоким КПД;
- специализированные стали, композитные и аддитивные материалы, устройства 3D-печати готовых изделий, обладающие высокой коррозионной стойкостью и прочностью, для труб и технологического оборудования транспорта (в том числе на высокое давление) и хранения УВ;
- частотно-регулируемые приводы для управления



режимами перекачки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам;

- изготовление на основе керамических материалов с нанопленками лопаток компрессоров на магистральных газопроводах для увеличения их срока эксплуатации и улучшения технических характеристик;
- создание труб для магистральных трубопроводов с внутренним эпоксидным покрытием для снижения гидравлического сопротивления, скорости отложения примесей и скорости развития коррозии в агрессивных средах или при наличии агрессивных веществ;
- противотурбулентные и депрессорные присадки для снижения энергоемкости перекачки нефти и нефтепродуктов, эффективного управления режимами работы магистральных трубопроводов;
- автономные элементы питания, возобновляемые и альтернативные источники энергии для удаленного технологического оборудования магистральных и промысловых трубопроводов;

4б) Внутритрубная диагностика магистральных трубопроводов:

- устройства для внутритрубной диагностики с заданными техническими характеристиками, превосходящими мировые аналоги, с совмещением рентгеновских и ультразвуковых сигналов, без применения расходных материалов;
- снижение энергоемкости внутритрубных диагностических снарядов при уменьшении шага размещения датчиков и увеличении частоты «просвета» металла труб для обнаружения продольных и поперечных дефектов;
- мониторинг и прогнозирование развития дефектов, цифровая интерпретация данных после диагностики с использованием инструментов цифровой трансформации;

4в) Развитие и создание технологий в области подземного хранения газа (ПХГ):

- ПХГ в шахтах, скальных грунтах, соляных кавернах;
- научно-исследовательские разработки для хранения водорода (в т.ч. малых объемов) на случай развития технологий его получения из природного газа (пиролиз/реформинг метана) или процессом электролиза из воды;
- технологии закачки и подземного хранения неуглеводородных газов (гелия, CO_2, водорода);

4г) Технологии борьбы с отложениями для магистральных нефтепроводов – с парафинов, для газопроводов – с гидратов; разработка технологий перекачки газа в двухфазном или гидратном состоянии;

4д) Технологии и оборудование рекуперации паров жидких УВ при их хранении, погрузке на танкеры, железнодорожных операциях, мелко- и среднеоптовом сбыте;

4е) «Интеллектуальные» устройства удаленного наблюдения за объектами транспортной инфраструктуры для контроля напряженно-деформированного состояния (особенно на труднодоступных участках, например, подводных, или в местах опасных геологических процессов), утечек и предотвращения несанкционированного воздействия (космические технологии, волоконно-оптические сенсоры, летающие дроны и пр.);

4ж) Новые технологии сварочного производства (особенно – для композитных материалов), контроля качества сварных соединений.

5. Переработка углеводородов, нефте- и газохимия

Целями инноваций в данной области являются:

5.1. Повышение энергоэффективности технологических процессов при увеличении глубины переработки нефти и газа;

5.2. Производство экологической продукции (моторных топлив, продуктов нефте- и газохимии), отвечающей мировым стандартам и запросам общества;

5.3. Развитие нефте- и газохимии, как независимого сегмента нефтегазового бизнеса, обладающего большей добавочной стоимостью;

5.4. Развитие оборудования и технологий для производства и сбыта сжиженных (СПГ) и компримированных (КПГ) газов, как одних из наиболее экологичных и энергоемких топлив будущего.

К основным инструментам инновационных изменений относятся:

5а) Энергоэффективные технологии, оборудование и материалы для каталитического и термического крекинга:

- катализаторы для увеличения глубины переработки нефти,
- присадки для получения премиальных моторных топлив, масел;

5б) Технологии, оборудование и материалы для производства, хранения и сбыта СПГ и КПГ:

- криогенные насосы и компрессоры высокого и низкого давления;
- хладостойкие стали, инновационные композитные материалы;
- энергоэффективные пластинчатые теплообменники;

- криогенные резервуары;
- плавучие заводы по сжижению и плавучие регазификационные терминалы;
- распределительные сети и заправочные станции;
- бортовые топливные системы для транспорта, использующего КПГ и СПГ в качестве топлива;

5в) Оборудование и технологии для производства гелия, метана угольных пластов, синтетических жидких топлив на основе реакции Фишера-Тропша;

5г) Технологии производства новых строительных материалов с улучшенными эксплуатационными характеристиками на основе серы;

5д) Технологии производства и утилизации биоразлагаемых отходов, материалов, пластиков и полимеров (полиэтиленов, полипропилентов и пр.), не приносящих вреда экологии, например, на основе термолиза (разрушения без доступа кислорода).

6. Экологические инновации

Целями инноваций в данной области являются:

6.1. Формирование имиджа энергетических компаний как экологически и социально ответственных, обеспечивающих во всех сегментах нефтегазового бизнеса мероприятия для недопущения техногенного вреда, гарантирующих в процессе своей деятельности безопасность для жизни и здоровья граждан, окружающей среды;

6.2. Использование возобновляемых и альтернативных источников энергии во всех сегментах нефтегазового бизнеса для обеспечения собственной потребности в энергоресурсах (в т.ч. внедрение парадигмы «нефтегазовый бизнес – не конкурент, а партнер ВИЭ»), снижения энергоемкости технологических процессов, снижения себестоимости и повышения экономических показателей;

6.3. Исключение антропогенного воздействия, применение технологий «нулевого сброса» на объектах нефтегазового бизнеса на природных территориях с особым статусом, акваториях морей и океанов;

6.4. Разработка, внедрение и независимый контроль прозрачных общепринятых методик оценки антропогенного и техногенного влияния на окружающую среду.

К основным инструментам инновационных изменений относятся:

5а) Невзрывные источники сигналов в сейсморазведке, например, сейсмическая томография;

5б) При бурении и ГРП:

- подземная утилизация буровых материалов в процессе строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных и газовых скважин;
- замкнутые системы подготовки воды, применяемой для увеличения отдачи пластов;
- экологически «чистая» химия – буровые растворы, биоразлагаемые гели, инертные материалы для пропантов;

5в) Использование попутного нефтяного газа на собственные нужды:

- энерго- и теплогенерация;
- производство ароматических углеводородов;
- малотоннажные установки СПГ и КПГ;

5г) Нано-, композитные и 3D материалы, фильтрующие элементы на всех этапах добычи, переработки, логистики нефти, нефтепродуктов, газа;

- сорбенты и дисперсанты для рекультивации загрязненных нефтью и нефтепродуктами земельных участков, разливов нефти и нефтепродуктов на суше и море, очистки воды и ледяной шуги в арктических районах;
- для повышения отдачи пластов при введении различных бактерий или образование их в самом пласте;

5е) Технологии использования ВИЭ – возобновляемых источников энергии (солнце, ветер, вода) для выработки энергии на собственные нужды и на удаленных технологических объектах, процессов утилизации углекислого газа, новые сбытовые сети энергии GTL (gas-to-liquid, газ в жидкость), CTL (coal-to-liquid, уголь в жидкость), Power-to-Gas (энергия в газ) и Gas-to-Power (газ в энергию).

Цифровая революция: от автоматизации к трансформации

Комплексное использование цифровых технологий, взорвавших мир IT-индустрии за последние 5–10 лет, позволяет на принципиально новом уровне настроить процессы управления и операционной деятельности. Такие понятия как «Big Data» (большие данные), «Internet of Things» (интернет вещей), «Artificial Intelligence» (искусственный интеллект), «Augmented Reality» (дополненная реальность), «Digital Twin» (цифровой двойник) «Digital Shadow» (цифровая тень) в ближайшее время уверенно войдут в повседневную деятельность руководителей и специалистов, позволят облегчить выполнение рутинных операций, проводить анализ больших массивов информации и представлять результаты в удобном и понятном виде для принятия решений, выполнять проектные работы с учетом построения цифровых полномасштабных копий объектов или процессов под заданные технико-экономические параметры.

«Цифровая трансформация» предполагает построение адаптивной бизнес-структуры всей организации в целом, разработанной на основе долгосрочной стратегии развития, позволяющей максимально интегрировать все доступные цифровые технологии в прогнозирование, моделирование, управление, контроль, оценку рисков различных процессов, пронизывающих всю организационную структуру, имеющую большое количество независимых, противоречивых входов, выходов информации

Для начала необходимо договориться о базовом понимании «цифровой трансформации», так как единого представления о ней в нормативных документах не прописано, что приводит зачастую к различным не всегда корректным толкованиям. Понятие «автоматизация» предусматривает знание разрозненных бизнес-процессов: измерение параметров от различных «датчиков», построение системы управления и контроля на основании сравнения получаемых сигналов и заданных (нормативных) значений. Понятие «информатизация» предполагает автоматизацию взаимосвязанных бизнес-процессов на иерархический уровень выше – процессы являются «сквозными» для различных функциональных подразделений-смежников, могут требовать корректировки исходя из стратегических целей компании.

РИС. 5. Модель цифровой трансформации деятельности [10]



При построении любых моделей цифровой трансформации необходимо уделять внимание вопросам цифровой безопасности критически важных объектов инфраструктуры

Под понятием «цифровизация» следует понимать создание цифровых моделей процессов, объектов, управление которыми осуществляется на основании многовариантной оценки и анализа различных, зачастую разнонаправленных параметров, в реальном времени исходя из стратегических целей компании.

И, наконец, «цифровая трансформация» предполагает построение адаптивной бизнес-структуры всей организации в целом, разработанной или изменяемой на основе долгосрочной стратегии развития, позволяет максимально интегрировать все доступные цифровые технологии в прогнозирование, моделирование, управление, контроль, оценку рисков различных процессов, пронизывающих всю организационную структуру, имеющую большое количество независимых, противоречивых входов, выходов информации. Важно отметить, что цифровая трансформация должна принципиально изменять не только производимый в организации для внешних клиентов во «фронт-офисе» продукт (товар, услугу), но также менять бизнес-процессы «бэк-офиса», т.е. всех собственных служб внутри самой организации, являющихся внутренними клиентами.

В исследовании международной компании «Deloitte» (Делойт), посвященном вопросам цифровой трансформации [10] приведена модель, состоящая из 10-ти этапов и основанная на таких фундаментальных составляющих, как кибербезопасность и цифровая культура. На рис. 5 приведена схема циклической цифровой трансформации организации, разработанная компанией «Делойт».

Циклическая модель цифровой трансформации предполагает объективную оценку бизнес-процессов и составление на ее результатах четкого, последовательного плана действий с «Key performance indicators» (KPI, ключевые показатели эффективности), заранее прописанными и одинаково понятными всем задействованным сотрудникам. Переход к каждому следующему этапу должен осуществляться только тогда, когда эти показатели на предыдущем этапе достигнуты, при этом будут выполнены мероприятия по исключению запараллеленных и/или разрозненных бизнес-процессов, выявлению потенциала для скрытого роста производительности и ликвидации потерь (например, с использованием инструментов бережливого производства – «Lean Management»), общекорпоративной открытости в части использования различных данных, поиска возможных инструментов для получения конкурентных преимуществ.

В качестве примеров цифровой трансформации целесообразно ознакомиться с опытом таких компаний, как ПАО «Газпром нефть» [11–12], «Шлюмберже» (Schlumberger) [13], ПАО «СИБУР Холдинг» [14].

При построении любых моделей цифровой трансформации необходимо также уделять внимание вопросам цифровой безопасности критически важных объектов инфраструктуры, в том числе от кибер-угроз, вирусных и хакерских атак, несанкционированного перехвата управления и пр.

Выводы

Успешность описанных в настоящей статье изменений можно существенным образом повысить при соблюдении и заблаговременном планировании всего 3-х ключевых факторов.

Во-первых, сознательное инвестирование значительных средств в научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки собственных новых продуктов (товаров, услуг), а не закупку импортных готовых аналогов. Реализация этапа может быть сопряжена с большими рисками невозврата затраченных денежных средств, но даже в этом случае будут развиваться отечественные предприятия, создаваться рабочие места, формироваться научно-технический задел для дальнейших исследований.

Во-вторых, создаваемое оборудование, технологии необходимо внедрять на местах в технологические, операционные, финансовые и иные бизнес-процессы. Для этого потребуется тщательное и детальное составление технического задания (задания на проектирование) силами заказчика с учетом мирового опыта, «увязка» задания со средне- и долгосрочной стратегией развития, пересмотр подхода к проектированию от «быстро что-то начертить в Автокаде» к использованию технологий 6D-проектирования, применению информационной модели здания – «Building Information Model», внедрению модели жизненного цикла организации, предприятия – «Life Cycle Model».

В-третьих, для разработки новых технологий и претворения их в жизнь требуется успешное и эффективное решение вопроса формирования человеческого потенциала энергетических компаний: перепрофилирование и переподготовка персонала как внутри самих организаций в корпоративных структурах, так и в соответствующих профильных (отраслевых) техникумах и университетах. О влиянии фундаментальных изменений, вызываемых четвертой промышленной революцией, на вопросы формирования кадрового потенциала, особенностях развития кадровой политики изложено в [15]. Любые быстро происходящие изменения в жизни могут вызывать у людей стресс, формировать сопротивление к возникающим изменениям. Необходима интеграция цифровых технологий в образовательный процесс, разработка новых образовательных программ в виртуальных средах производственной деятельности, программы адаптации, развития и управления карьеров для формирования профессиональных технических и социокультурных компетенций. ●

Литература

1. *Андрианов В.Д. / Импортозамещение вслепую // Нефтегазовая вертикаль. № 3–4, 2016. С. 69–75.*
2. *Добыча нефти в России в 2019 году повысилась на 0,8%. Дата публикации – 02.01.2020. https://www.interfax.ru/business/690054.*
3. *Государственный доклад Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2018 году». Дата публикации – 27.11.2019. http://www.mnr.gov.ru/docs/gosudarstvennye_doklady/ gosudarstvenny_doklad_o_sostoyaniy_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/.*
4. *Россия на энергетическом рынке Европы. Дата публикации – 14.09.2009. https://iq.hse.ru/news/177675641.html.*
5. *Краткий обзор ключевых показателей деятельности ПАО «Транснефть» и сопоставимых зарубежных компаний за 2016–2017 гг. / Отчет АО «КПМГ», ноябрь 2018. https://www.transneft.ru/u/ news_article_file/16911/transneft.pdf.*
6. *Голунов Н.Н. / Трансформация энергетического пространства и модели логистики углеводородов в Азиатско-Тихоокеанском регионе // Нефть, газ и бизнес. № 11, 2017. С. 44–47.*
7. *Инновационный менеджмент: учебник для академического бизнеса бакалавриата / под ред. С.В. Мальцевой. – М.: Издательство Юрайт, 2019. – 527 с.*
8. *Тренды. Инновации. Близкое будущее. Мы? Выступление В. Пирожкова. Дата публикации – 03.09.2017. https://www.youtube.com/watch?v=NxuoKspbdkk.*
9. *Тренды будущего и формула инноваций. Выступление В. Пирожкова. Дата публикации – 14.02.2020. https://www.youtube.com/watch?v=3SIRPX5BR34.*
10. *От байтов к баррелям. Цифровая трансформация в сфере разведки и добычи нефти и газа // Отчет центра решений «Делойта» для предприятий энергетического сектора. 2018. – 24 с. https://www2.deloitte.com/ru/ru/pages/ energy-and-resources/articles/2017/digital-transformation-in-oil-and-gas.html.*
11. *Стратегии цифровой трансформации «Газпром нефти». Выступление А. Белевцева. Дата публикации – 15.11.2019. https://www.youtube.com/watch?v=TTR_HaKKzL8&list=PLYUrUDm-Y1Sjyb1g-ah_Shw8CUT0SP4IU&index=6.*
12. *Цифровое технологическое видение «Газпром нефти». Выступление М. Королькова. Дата публикации – 15.11.2019. https://www.youtube.com/watch?v=shBa1vfyQUo&list=PLYUrUDm-Y1Sjyb1g-ah_Shw8CUT0SP4IU&index=5.*
13. *Мировая нефтяная отрасль: новые технологии. Выступление А. Карапетова в Энергетической летней школе СКОЛКОВО-2019. Дата публикации – 23.09.2019. https://www.youtube.com/watch?v=jsPgD6WunAA.*
14. *Цифровая трансформация в СИБУРе. Выступление В. Номоконова на конференции «Менеджмент будущего-2018». Дата публикации – 19.04.2018. https://www.youtube.com/watch?v=5m0iVJJcxqw.*
15. *Мартынов В.Г., Голунов Н.Н., Макарова Е.Д. / Четвертая промышленная революция и ее вызовы для отраслевого рынка труда нефтегазового комплекса // Энергетическая политика. № 5, 2017. С. 3–12.*

KEYWORDS: *energy efficiency, digitalization, technological development, innovation management, oil and gas industry.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА · Messe Düsseldorf

ЭКОНОМИТЬ ПО-КРУПНОМУ:

Как с помощью цифровых сервисов компании ТЭК в пять раз снижают стоимость проектов без потери качества



Герман Калышев
руководитель пресс-службы

В НАЧАЛЕ 2020 ГОДА ЭЛЕКТРОННАЯ ТОРГОВАЯ ПЛОЩАДКА ГАЗПРОМБАНКА (ЭТП ГПБ) И «ГАЗПРОМНЕФТЬ–СНАБЖЕНИЕ» ДОГОВОРИЛИСЬ О СОЗДАНИИ СОВМЕСТНОЙ КОМПАНИИ ISOURCE, КОТОРАЯ ЗАЙМЕТСЯ РАЗРАБОТКОЙ ПЕРВОЙ В РОССИИ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЦЕПОЧКОЙ ПОСТАВОК. С ПОМОЩЬЮ ISOURCE ПРЕДПРИЯТИЯ СМОГУТ УСКОРИТЬ РЕАЛИЗАЦИЮ СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ПРОЕКТОВ, А ТАКЖЕ СНИЗИТЬ ИЗДЕРЖКИ И ТРУДОЗАТРАТЫ, СВЯЗАННЫЕ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ БОЛЬШОГО ЧИСЛА ПОДРЯДЧИКОВ И ПОСТАВЩИКОВ. НА ШИРОКИЙ РЫНОК ISOURCE ВЫЙДЕТ ОСЕНЬЮ ЭТОГО ГОДА

AT THE START OF 2020, ELECTRONIC TRADING PLATFORM GAZPROMBANK (ETP GPB) AND THE COMPANY GAZPROMNEFT–SNABZHENIE AGREED TO ESTABLISH THE JOINT COMPANY ISOURCE, WHICH WILL DEVELOP THE FIRST IN RUSSIA INTEGRATED SUPPLY CHAIN MANAGEMENT PLATFORM. ISOURCE WILL ENABLE ENTERPRISES TO BOOST THE IMPLEMENTATION OF STRATEGICALLY IMPORTANT PROJECTS, AS WELL AS TO REDUCE EXPENDITURES AND LABOR COSTS ASSOCIATED WITH ATTRACTING A LARGE NUMBER OF CONTRACTORS AND SUPPLIERS. ISOURCE WILL ENTER THE BROAD MARKET THIS AUTUMN

Ключевые слова: *электронная торговая площадка, управление цепочкой поставок, интегрированная платформа, снижение производственных трудозатрат, сокращение сроков реализации проектов.*

УДК 661

«Задача сервиса – оказание профессиональной услуги в специфической нише логистического снабжения и комплектации крупной инвестиционной промышленной стройки, – отмечает генеральный директор ЭТП ГПБ Михаил Константинов. – Это новый подход к промышленному снабжению, который объединит в себе закупочные, логистические и банковские сервисы. Это позволит EPC-подрядчику сфокусироваться на профильных задачах строительства, а инвестору – получить максимальную прозрачность и выгоду.



«Газпромнефть-Снабжение» привносит в совместную компанию профильные цифровые решения, интеллектуальный человеческий капитал, опыт и понимание логистических моделей в разных регионах и отраслях промышленности. ЭТП ГПБ, в свою очередь, обеспечивает предприятие набором цифровых сервисов для контроля процессов стройки на разных уровнях. Объединив усилия, мы решаем сложнейшую отраслевую задачу – обеспечить прозрачность промышленного проекта для всех категорий инвесторов в каждый момент времени».

Михаил Константинов, генеральный директор ЭТП ГПБ

Полезный двойник предприятия

Создание совместного сервиса для промышленного снабжения стало возможным благодаря многолетнему опыту, закупочным и логистическим компетенциям специалистов «Газпромнефть-Снабжение», а также цифровым технологиям ЭТП ГПБ. Одним из сервисов площадки, вошедших в модель работы isource, стал IPM. С помощью этого сервиса крупные промышленные компании создают «цифровой двойник» проекта и в режиме реального времени следят за его развитием. Это виртуальное моделирование процессов, происходящих на промышленной стройке, работающем производстве и даже на отдельном оборудовании.

«IPM решает трудоемкие вопросы прозрачности и безопасности проекта на всех этапах его реализации, – отмечает Михаил Константинов. – Каждый процесс и каждый документ виртуально отражается в «цифровом двойнике», это позволяет прогнозировать развитие проекта на продолжительный срок. За счет ежедневного обновления данных прогноз будет очень точным, основанным на свежих фактах».

По словам Михаила Константинова, традиционные способы привлечения инвестиций дают картину проекта непосредственно в момент, когда инвестор принимает решение о финансировании. Недостаток этого подхода – оторванность от реальной ситуации.

«Для инвестора принципиально понимать, что происходить с проектом в каждый момент времени – как он меняется с точки зрения планируемых сроков и доходности, – продолжает Михаил Константинов. – С помощью «цифрового двойника» инвестор сразу узнает, если сдвинулись сроки исполнения работ, не вовремя поступила оплата или подрядчик не привез материалы. Более того, инвестор узнает, как изменения сроков поставок материала отразилось на конечном сроке сдачи объекта и его предполагаемой доходности».



Вся сила в цифровых каталогах

Еще одна технология, позволяющая промышленному предприятию оптимизировать затраты – цифровые каталоги. С помощью сервисов каталогизации от ЭТП ГПБ компании снижают стоимость проектов в пять раз, за несколько минут подбирая более дешевые аналоги закупаемой продукции.

Каталогизация на ЭТП ГПБ работает на четырех уровнях. На первом производитель размещает позиции на площадке без модерации со стороны аналитиков ЭТП. Второй уровень – управление нормативно-справочной информацией (сервис НСИ). Эксперты ЭТП ГПБ просматривают позиции поставщиков, находят у них общие черты и создают шаблон на их основе. В дальнейшем в эти шаблоны по характеристикам размещается продукция производителей.

«У нас бывают и индивидуальные проекты по созданию справочников НСИ для заказчиков, – рассказывает Михаил Константинов. – Каждый заказчик ведет собственные справочники товарно-материальных ценностей. Со временем они замусориваются – наименования дублируются, некоторые параметры теряют актуальность. ЭТП ГПБ помогает заказчику сделать из справочника в 150–300 тысяч позиций справочник из 70 тысяч».

Третий уровень каталогизации называется Х-мера. Потенциальные участники закупки совместно создают шаблон на основе потребности заказчика, собрав воедино ключевые для него характеристики. Все участники могут предлагать свои критерии закупки, затем члены комиссии из числа заказчиков и поставщиков принимают решение, какие из них будут включены в шаблон.

«Иногда заказчик закладывает в проект особые требования к продукции, и наши шаблоны позволяют выявить, что такая продукция либо отсутствует, либо изготавливается на заказ единственным поставщиком, – отмечает Михаил Константинов. – С помощью Х-меры заказчик может выявить, например, что если на полмиллиметра изменить в условиях толщину стенки закупаемой трубы, вместо индивидуального изготовления ее могут поставить заказчику целых четыре поставщика. И заказчик сам решает, стоит ли ему скорректировать условия, чтобы создать конкуренцию между поставщиками и снизить цену контракта. На нашей площадке был проект, запрос по которому предполагал закупку генератора высокой мощности. На рынке такой генератор индивидуально изготовить за 30 млн рублей мог только один завод. С помощью Х-меры заказчик обнаружил, что может заказать два генератора стоимостью в шесть млн рублей, в сумме дающие нужную мощность. Изменения по проекту согласовали, а сумма контракта снизилась в пять раз».

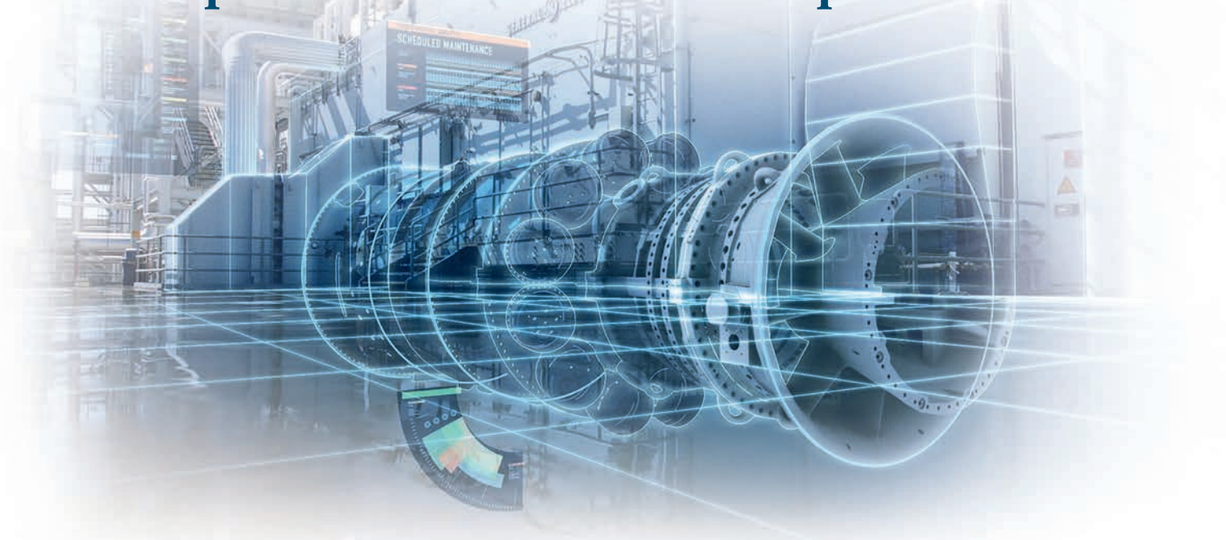
Четвертый, самый высокий уровень каталогизации на ЭТП ГПБ – единый номенклатурный номер (сервис ЕНН). Это цифровая библиотека, развивающееся хранилище данных о технических условиях производства (ТУ), ГОСТах, международных сертификатах и тд. ЭТП ГПБ составляет каталог на основе документа, по которому производитель изготовил свою продукцию.

«Мы размещаем эти документы на площадке в том виде, в котором получили, без творчества со стороны модераторов, – говорит Михаил Константинов. – ЕНН помогает проектировщику за несколько минут сделать работу, на которую в прошлом уходили месяцы. Раньше заказчик делал официальный запрос на предприятие-производитель, чтобы получить документы по ТУ. Сейчас он заходит в систему, находит нужную группу продукции и видит, соответствуют ли размещенные там изделия его потребностям».

Сейчас ЭТП ГПБ совместно с Министерством промышленности и торговли РФ и Фондом развития промышленности наполняет каталог ГИСП (государственная информационная система промышленности). В ближайшие годы ЭТП ГПБ также будет участвовать в создании отраслевого каталога для компаний топливно-энергетического комплекса. ●

Keywords: *electronic trading platform, supply chain management, integrated platform, reducing production labor costs, reducing project implementation time.*

ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ
в нефтегазовом машиностроении



В СТАТЬЕ[1] ПРЕДСТАВЛЕН ПОДХОД ЦЕНТРА КОМПЕТЕНЦИЙ НТИ СПБПУ «НОВЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» ПО РАЗРАБОТКЕ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ, ПРЕДЛОЖЕНО ОПРЕДЕЛЕНИЕ И КЛЮЧЕВЫЕ КОМПОНЕНТЫ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ДЛЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ ПРОДУКЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ

THIS ARTICLE PRESENTS THE APPROACH OF THE NATIONAL TECHNOLOGY INITIATIVE CENTER FOR ADVANCED MANUFACTURING TECHNOLOGIES OF PETER THE GREAT ST. PETERSBURG POLYTECHNIC UNIVERSITY TO DIGITAL TWINS DEVELOPMENT, THE DEFINITION AND THE KEY COMPONENTS OF DIGITAL TWINS FOR THE HIGH-TECH MANUFACTURING INDUSTRY. THE AUTHORS ILLUSTRATE THEIR APPROACH BY GIVING EXAMPLES OF THE DIGITAL TWINS TECHNOLOGY APPLICATION FOR THE DEVELOPMENT OF STATE-OF-THE-ART PRODUCTS IN THE OIL AND GAS MACHINERY MANUFACTURING INDUSTRY

Ключевые слова: *цифровые двойники, цифровые тени, «умные» цифровые двойники, «умные» цифровые тени, модельно-ориентированный системный инжиниринг.*

Боровков Алексей Иванович
проректор по перспективным проектам СПбПУ, руководитель Центра компетенций НТИ СПбПУ «Новые производственные технологии», руководитель Инжинирингового центра (CompMechLab®) СПбПУ, к.т.н.

Рябов Юрий Александрович
начальник отдела технологического и промышленного форсайта Инжинирингового центра (CompMechLab®) СПбПУ, к.полит.н.

Гамзикова Анна Анатольевна
главный специалист отдела технологического и промышленного форсайта Инжинирингового центра (CompMechLab®) СПбПУ

УДК 004.896

Глобальная цифровая трансформация – реальность, в полной мере определяющая развитие высокотехнологичных компаний и глобальных рынков. Цифровая трансформация в промышленности чаще всего ассоциируется с переходом к киберфизическим системам благодаря использованию технологий цифровых двойников, промышленного интернета, больших данных, искусственного интеллекта, машинного обучения и др.

Цифровые двойники позволяют компаниям создавать в кратчайшие сроки глобально конкурентоспособную продукцию нового поколения и управлять изменениями на всех последующих стадиях жизненного цикла. Однако разработка

[1] *Настоящая статья подготовлена на основе краткого доклада «Цифровые двойники в высокотехнологичной промышленности» (сентябрь 2019 года) [1].*

цифровых двойников требует применения новых подходов и технологий, включающих в себя цифровые платформы, многоуровневые матрицы целевых показателей и ограничений, виртуальные испытания, виртуальные стенды и виртуальные полигоны, и, конечно, инженерные компетенции мирового уровня.

Цифровой двойник: ключевые компоненты

Согласно определению Центра компетенций НТИ СПбПУ «Новые производственные технологии», цифровой двойник – это комплексная технология, процесс проектирования, в основе которого лежит разработка и применение семейства сложных мультидисциплинарных математических моделей, описываемых 3D нестационарными нелинейными дифференциальными уравнениями в частных производных, с высоким уровнем адекватности поведению в различных условиях эксплуатации реальных материалов, объектов, систем, машин, конструкций и т.д., а также разнообразным технологическим процессам, с помощью которых создаются реальные материалы и реальные объекты, изделия, продукты и т.д. Кроме того, конечно, цифровой двойник – это технология (процесс) создания глобально конкурентоспособной продукции, интегрирующая следующие необходимые ключевые компоненты:

1. Best-in-class («лучшие в классе») технологии мирового уровня, из которых путем комплексирования формируется цепочка создания глобально конкурентоспособной продукции, которую представим формулой, используя (для простоты) для операции комплексирования знак операции суммирования:

$$\boldsymbol{P}^{\boldsymbol{WL}}_{\boldsymbol{best\text{-}in\text{-}class}} = \sum\nolimits_{i=1}^{n} \boldsymbol{\alpha}_i \, \boldsymbol{T}_i^{\boldsymbol{WL}} \qquad (1)$$

где $P^{WL}_{best\text{-}in\text{-}class}$ – best-in-class глобально конкурентоспособная продукция (Product) мирового уровня (WL – World Level),

T_i^{WL} – i-ая best-in-class технология мирового уровня,

α_i – весовой коэффициент, определяющий вклад i-ой best-in-class технологии мирового уровня в разработку глобально конкурентоспособной продукции, причем

$$\sum\nolimits_{i=1}^{n} \boldsymbol{\alpha}_i = \mathbf{1} \qquad (2)$$

Следует отметить, что как только в сумме появится (будет применена) технология, не отвечающая мировому уровню, которая не является лучшей для решения рассматриваемого класса задач, то и общий уровень продукции, измеряемый по тем или иным характеристикам, снизится – достаточно вспомнить общие концепции о «слабых звеньях в цепи» и «узких местах».

2. Модельно-ориентированный системный инжиниринг 2.0 (Model Based System Engineering 2.0, MBSE 2.0) – междисциплинарный, межотраслевой подход, используемый для разработки и применения сложных инновационных изделий и систем. Данный подход использует приемы высокотехнологичного унифицированного моделирования и проектирования, организации и управления деятельностью по созданию и применению высокотехнологичных объектов.

MBSE 2.0 предназначен для системного проектирования сложных объектов, причем объекты рассматриваются как системы (технические системы, киберфизические системы и т. д.), состоящие из подсистем и большого количества взаимодействующих между собой компонентов, более того, эти системы рассматриваются на протяжении всего жизненного цикла.

Модельно-ориентированный системный инжиниринг позволяет в каждый момент времени в процессе разработки «держать в поле зрения» всю систему и все ее взаимодействующие между собой (или – «друг с другом») подсистемы / компоненты / узлы /, чтобы не проходили незамеченными ситуации, когда в процессе разработки

- улучшение одних характеристик влечет значительное ухудшение других, не менее важных, характеристик,

или для всей системы в целом

- улучшение характеристик одной подсистемы / компонента и т.д. влечет ухудшение характеристик другой подсистемы / компонента и т.д.

или для тех или иных эксплуатационных режимов

- улучшение характеристик на одном режиме работы влечет ухудшение характеристик на другом режиме.

Это особенно важно, поскольку известно, что в конечном итоге уровень конкурентоспособности изделия/системы определяется его наиболее «слабыми» компонентами.

3. Многоуровневая матрица M_{DT} требований / целевых показателей и ресурсных (временных, финансовых, технологических, производственных, экологических и т. д.) ограничений – ключевой элемент технологии разработки цифрового двойника.

Матрица целевых показателей M_{DT} предназначена для обеспечения рациональной «балансировки» большого количества (несколько тысяч или десятков тысяч) целевых характеристик как объекта в целом, так и его компонентов в отдельности, которые, как правило, «конфликтуют» между собой

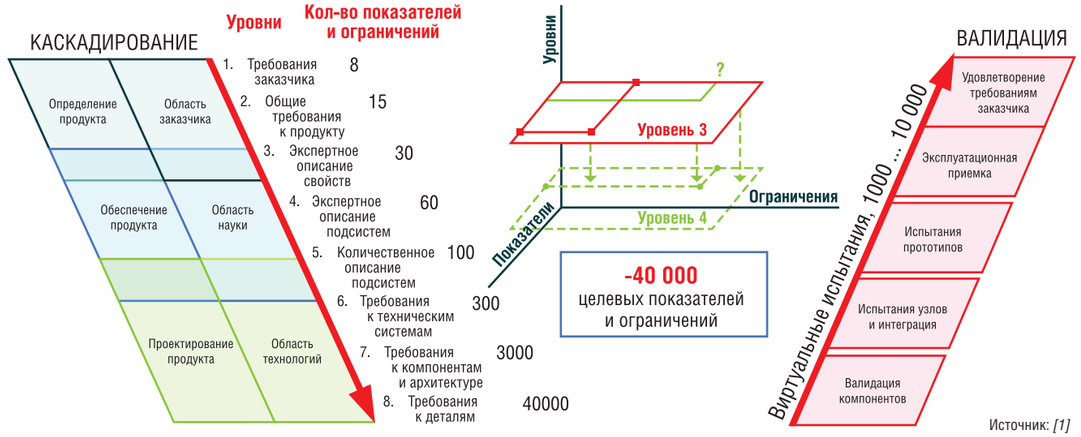
- как на одном уровне, так и на разных уровнях описания системы,
- как на одном этапе, так и на разных этапах жизненного цикла,

более того, нужно не только достичь целевых характеристик, но и удовлетворить множеству ресурсных ограничений.

Матрица целевых показателей M_{DT} должна обеспечивать возможность не только отслеживать взаимное влияние компонентов или нарушение тех или иных ограничений, но и позволять в кратчайшие сроки вносить необходимые изменения и уточнения – осуществлять оперативное «управление требованиями и изменениями» в процессе реализации проекта.

Более того, матрица M_{DT} должна позволять обосновывать смягчение первоначально чрезмерно жестких требований, заложенных на основе «линейной экстраполяции» опыта решения задач предыдущего поколения, так как в некоторых случаях достижение этих сверхжестких требований может

РИС. 1. Матрица требований/целевых показателей и ресурсных ограничений



Источник: *[1]*

занимать слишком много времени, стоить слишком дорого, при этом какого-либо эффекта по улучшению целевых характеристик можно и не добиться («эффект насыщения»).

По мере каскадирования и декомпозиции требований / целевых показателей и ограничений происходит наполнение и последовательное формирование матрицы целевых показателей

$$\{ M_{DT}: M_{DT}^{(0)}, M_{DT}^{(1)}, \dots, M_{DT}^{(Nм)} \}$$

– как правило, «сверху-вниз», в соответствии с концепцией «нисходящего проектирования» (см. рис. 1).

Последующая итерационная рациональная «балансировка» основана на повышении адекватности описания объекта / системы / машины / конструкции / … на разных этапах жизненного цикла семейством взаимоувязанных мультидисциплинарных математических моделей –

$$\{ ММ: ММ^{(1)}, ММ^{(2)}, \dots, ММ^{(Nмм)} \}.$$

В результате, после проведения физических / натурных / и т.д. испытаний и достижения высокого уровня соответствия данным испытаний, мы получаем гиперматрицу $M_{DT}^{(*)}$, которая соответствует цифровому двойнику объекта / системы / машины / конструкции / и т.д., и для которой характерны балансировка конфликтующих целевых показателей и удовлетворение ресурсным ограничениям.

Для разработки полноценного цифрового двойника на основе семейства мультидисциплинарных математических моделей высокого уровня адекватности принципиально важным и обязательным является этап валидации (Validation) – процесс определения степени соответствия (уровня адекватности) математических / численных / компьютерных / моделей реальным объектам / системам / машинам / конструкциям / и реальным физико-механическим / технологическим / процессам на основе достоверных данных физических / натурных испытаний.

4. «Виртуальные испытания» & «Виртуальные стенды» & «Виртуальные полигоны». В процессе разработки полномасштабного цифрового двойника сложных объектов / систем / машин / конструкций /, необходимо выполнить, как правило, десятки тысяч виртуальных испытаний (фактически «вычислительных экспериментов») материалов, узлов, компонентов, подсистем и систем, причем, как показывает опыт, количество виртуальных испытаний примерно соответствует количеству требований/целевых показателей и ограничений, представленных в матрице $M_{DT}^{(Nм)}$.

Для проведения виртуальных испытаний

$$\{ ВИ : ВИ^{(1)}, ВИ^{(2)}, \dots, ВИ^{(Nви)} \}$$

и получения достоверных результатов необходимы разработка и применение высокоадекватных виртуальных аналогов всего применяемого испытательного оборудования, испытательных стендов и полигонов, которые применяются при проведении физических и натурных испытаний:

семейства виртуальных испытательных стендов

$$\{ ВИС : ВИС^{(1)}, ВИС^{(2)}, \dots, ВИС^{(Nвис)} \}$$

и виртуальных испытательных полигонов

$$\{ ВИП : ВИП^{(1)}, ВИП^{(2)}, \dots, ВИП^{(Nвип)} \}.$$

Полученное в результате применения всех вышеперечисленных подходов, методов и технологий семейство высокоадекватных мультидисциплинарных математических моделей

$$\{ ММ : ММ^{(1)}, ММ^{(2)}, \dots, ММ^{(Nмм)} \}$$

позволяет обеспечить отличие между результатами виртуальных испытаний и физических / натурных испытаний в пределах ± 5% или меньше.

Таким образом, цифровой двойник объекта / продукта / изделия / системы / машины / конструкции (Digital Twin, DT-1) содержит следующие компоненты:

- DT-1.1. Семейство best-in-class технологий мирового уровня T_i^{WL} $i = 1, n$;
- DT-1.2. Семейство матриц целевых показателей/требований и ресурсных ограничений

$$\{ M_{DT} : M_{DT}^{(0)}, M_{DT}^{(1)}, \dots, M_{DT}^{(Nм)} \};$$

- DT-1.3. Семейство взаимоувязанных высокоадекватных валидированных мультидисциплинарных математических моделей

$$\{ ММ : ММ^{(1)}, ММ^{(2)}, \dots, ММ^{(Nмм)} \};$$

- DT-1.4. Множество виртуальных испытаний

$$\{ ВИ : ВИ^{(1)}, ВИ^{(2)}, \dots, ВИ^{(Nви)} \};$$

- DT-1.5. Множество виртуальных стендов

$$\{ ВИС : ВИС^{(1)}, ВИС^{(2)}, \dots, ВИС^{(Nвис)} \};$$

- DT-1.6. Множество виртуальных полигонов

$$\{ ВИП : ВИП^{(1)}, ВИП^{(2)}, \dots, ВИП^{(Nвип)} \}.$$

Все эти компоненты участвуют в процессе разработки цифрового двойника и **необходимы для обеспечения**

- **рационального выбора весовых коэффициентов** α_i (2), определяющих вклад i-ой best-in-class технологии мирового уровня T_i^{WL} в разработку цифрового двойника объекта / продукта / изделия / системы / машины / конструкции / ...;
- **балансировки** (**глобальной** (для всей системы) и **локальной** (для подсистем, компонентов, деталей) конфликтующих между собой требований/целевых показателей и ресурсных ограничений,

то есть для получения сбалансированной гиперматрицы требований / целевых показателей и ресурсных ограничений $M_{DT}^{(*)}$.

Цифровой двойник – основа новой парадигмы цифрового проектирования и моделирования

Именно такое комплексное определение позволяет говорить о новой парадигме проектирования, которая делает процесс проектирования полностью прозрачным, принятие решений – обоснованным (например, на основе сотен / тысяч / десятков тысяч виртуальных испытаний) и полностью задокументированным, при этом значительно снижая многочисленные и разнообразные коммуникационные и трансакционные издержки.

Более того, новый процесс проектирования, как правило, одновременно происходит по нескольким, в некоторых случаях – по десяткам траекторий проектирования

$$\{ T: T^{(1)}, T^{(2)}, \dots, T^{(Nт)} \},$$

причем, и это принципиально важно:

- процесс проектирования по нескольким траекториям происходит без увеличения длительности и стоимости выполнения проекта, обеспечивая его эволюцию как непрерывного процесса прохождения множества «ворот качества» (Quality Gates) для каждой из траекторий проектирования;
- из всего множества траекторий $\{ T^{(i)}, i = 1, N_T \}$ проектирования несколько траекторий формируют подмножество траекторий $\{ T^{*(j)}, j = 1, N^*_T \}$, каждая из которых приводит к результату, удовлетворяющему требованиям технического задания. Соответственно, возникает важный вопрос – *«Какое же из решений, принадлежащих подмножеству* $\{T^{*(j)}\}$ *следует «материализовать», то есть взять за основу для реализации / изготовления?»*. Именно такой подход позволяет в дальнейшем серьезно задуматься об изменении / усовершенствовании бизнес-модели, выводя на рынок, в зависимости от конъюнктуры рынка, необходимое решение, оставляя другие, лучшие, решения и отвечающие им цифровые двойники «в засаде».

Во многих случаях большой вклад в повышение уровня адекватности математических моделей вносит учет данных, информации и знаний о технологических процессах изготовления деталей / узлов / компонентов. Например, это могут быть такие процессы, как литье металлических изделий, штамповка, сварка, сборка. Фактически важен учет «предварительного» напряженно-деформированного состояния, утонения, коробления и т. д. деталей после технологических процессов; наконец, изготовление композиционных материалов и формирование композитных структур, например, методом вакуумной инфузии.

Соответственно, семейство высокоадекватных мультидисциплинарных математических моделей технологических процессов, применяемых для изготовления продукции

$$\{ ММ_T : ММ_T^{(1)}, ММ_T^{(2)}, \dots, ММ_T^{(Nмм-т)} \};$$

а также сопутствующих виртуальных испытаний

$$\{ ВИ_T : ВИ_T^{(1)}, ВИ_T^{(2)}, \dots, ВИ_T^{(Nви-т)} \};$$

виртуальных стендов

$$\{ ВИС_T : ВИС_T^{(1)}, ВИС_T^{(2)}, \dots, ВИС_T^{(Nвис-т)} \};$$

виртуальных полигонов

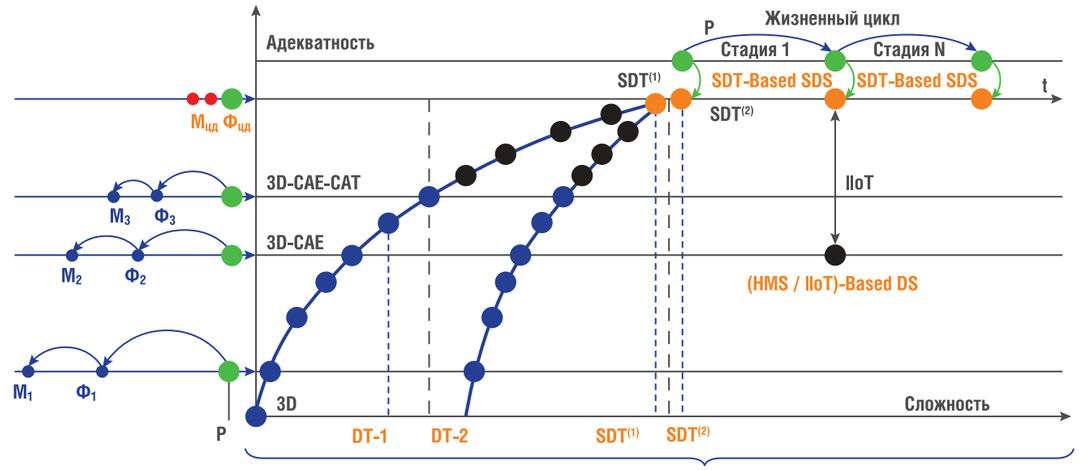
$$\{ ВИП_T : ВИП_T^{(1)}, ВИП_T^{(2)}, \dots, ВИП_T^{(Nвип-т)} \};$$

Центр НТИ СПбПУ называет цифровым двойником технологических процессов (Digital Twin, DT-2).

Комплексирование цифрового двойника объекта / системы / машины / конструкции (DT-1) и цифрового двойника технологических процессов (DT-2) в рамках единой полномасштабной цифровой модели позволяет



РИС. 2. Семейство физических и математических моделей. Цифровой двойник, «умный» цифровой двойник, цифровая тень



P – реальный объект
Ф1..., Фцд – физическая модель
M1..., Mцд – математическая модель

DT – Цифровой двойник
SDT – «Умный» цифровой двойник
DS – Цифровая тень
SDS – «Умная» цифровая тень

$SDT^{(2)} = (DT\text{-}1 + DT\text{-}2) + SDS = SDT^{(1)} + SDS$

Источник: *[1]*

сформировать «умный» цифровой двойник 1-го уровня (Smart Digital Twin, $SDT^{(1)}$), который обладает «генетической памятью», то есть «знает» и «помнит», как его «изготавливали» и в какой последовательности его «собирали».

Применение $SDT^{(1)}$ позволяет организовать процесс «цифровой сертификации» – специализированный бизнес-процесс, основанный на тысячах / десятках тысяч виртуальных испытаний как отдельных компонентов, так и всей системы в целом, целью которого является прохождение с первого раза всего комплекса натурных, сертификационных, рейтинговых и прочих испытаний.

Подчеркнем, что DT-1 и еще в большей степени «умный» цифровой двойник SDT дают четкое представление о расположении критических зон в конструкции, в которых имеет смысл размещать те или иные датчики (акселерометры, тензометры, датчики температуры, давления и т. д.), то есть отвечают на важные вопросы: «Где измерять?» и «Что измерять?» и позволяют сформировать «умные» большие данные (Smart Big Data) и «умную» цифровую тень (Smart Digital Shadow, SDS) в отличие от Big Data и цифровой тени (Digital Shadow, DS) [2].

Конечно, цифровые двойники нужно отличать от цифровых теней производственного процесса или эксплуатируемого продукта, которые представляют собой системы связей и зависимостей, описывающих поведение реального объекта/продукта, как правило, в нормальных условиях работы и содержащихся в избыточных больших данных (Big Data), которые получают с реального объекта/продукта при помощи технологий промышленного интернета. Понятно, что для формирования цифровых теней используется предиктивная аналитика, которая позволяет выявить и установить связи и зависимости тех или иных характеристик эксплуатируемого объекта.

Формирование цифровых теней обеспечивается за счет реализации алгоритма:

Объект ➔ Датчики ➔
➔ Промышленный интернет (IIoT) ➔
➔ Большие данные (Big Data) /
«Озеро данных» (Data Lake) ➔ ЦОД ➔
➔ Предиктивная аналитика (PA)

Цифровые тени давно используется в разных индустриях по всему миру, обычно для мониторинга технического состояния эксплуатируемого объекта. В силу большого количества датчиков, установленных на физическом объекте, цифровая тень может предупредить о «штатном износе» узлов и агрегатов, но, как правило, не способна предсказать аварийную ситуацию, которая зачастую зависит от неблагоприятного сочетания многих факторов [3], особенно, в случае ее стремительного развития.

В то же время использование «умных» цифровых двойников и «умных» цифровых теней позволяет:

- радикально сократить число требуемых датчиков и получаемый объем больших данных (потоковых данных);
- значительно сократить или полностью исключить «мусорные данные», формируя «содержательные данные» – полные и достоверные данные, отличающиеся информационной насыщенностью, что является характерным признаком внутреннего обогащения данных;
- увеличить скорость обработки данных и внесения необходимых изменений в $SDT^{(1)}$ для его трансформации в «умный» цифровой двойник второго уровня $SDT^{(2)}$.

В дальнейшем, по мере эксплуатации объекта / системы / машины / конструкции … происходит постоянное «обучение» цифрового двойника

- как в соответствии с изменениями, происходящими на протяжении жизненного цикла реального объекта (например, «умный» цифровой двойник объекта / конструкции / сооружения «становится в процессе эксплуатации еще умнее», если он учитывает особенности произведенных ремонтов, которые, безусловно, изменят остаточный ресурс объекта / конструкции / сооружения),
- так и по результатам математического моделирования (виртуальных испытаний) ситуаций, в которых реальный объект не эксплуатировался или испытания провести невозможно, в первую очередь, в соответствии с соображениями безопасности или чрезмерной дороговизны (см. рис. 2).

В итоге формируется семейство цифровых двойников:

$$\{ DT\text{-}1, DT\text{-}2, SDT^{(1)}, SDT^{(2)}, \ldots SDT^{(Nsdt)} \}.$$

Дополнительная информация, полученная на этапе эксплуатации, а затем учтенная в цифровом двойнике, естественно, повышает уровень адекватности цифрового двойника – «обучает» SDT, и позволяет в дальнейшем моделировать с его помощью различные возможные и «непредвиденные» ситуации и эксплуатационные режимы. Например, позволяет оценивать уровень возможных повреждений, накопление и развитие повреждений, оценивать фактически выработанный ресурс и оценивать остаточный ресурс, осуществлять планирование и управление обслуживанием и ремонтами высокотехнологичного оборудования. Кроме того, цифровые двойники и цифровые тени позволяют управлять изменениями на всех последующих стадиях жизненного цикла.

Опыт применения цифровых двойников в нефтегазовом машиностроении

Одним из ярких примеров применения технологии цифровых двойников может служить совместный проект компаний «Политех-Инжиниринг» (дочерняя компания СПбПУ и высокотехнологичной инжиниринговой компании CompMechLab®, являющейся стратегическим партнером Центра НТИ СПбПУ) и НПО «Центротех» (входит в состав топливной компании «ТВЭЛ» госкорпорации «Росатом») по разработке цифрового двойника (DT-1) вибросита для системы очистки бурового раствора.

Топливная компания «Росатома» «ТВЭЛ» начала разработку системы очистки бурового раствора по заказу Уралмашзавода в 2014 году. В начале 2016 года был создан опытный образец, но он не отвечал всем параметрам технического задания. Приведем слова Натальи Никипеловой, президента компании «ТВЭЛ»: «Основной элемент этой конструкции – вибросито, но при его ускорении до 7 g (целевое значение в ТЗ) конструкция разрушалась. Фиаско постигло и другие опытные образцы, на испытания которых ушел еще год» (цитата по статье корпоративного издания «Страна Росатом» [4]).

В апреле 2018 года к решению проблемы были привлечены специалисты компании «Политех-Инжиниринг». В рамках первого этапа совместного проекта компаний «Политех-Инжиниринг» и НПО «Центротех» был разработан полный цифровой двойник исходной конструкции, а также виртуальные испытательные полигоны. Высокую адекватность цифрового двойника вибросита подтвердили натурные эксперименты.

На втором этапе была сформирована многоуровневая гиперматрица требований / целевых показателей и ресурсных ограничений. За два месяца благодаря цифровой платформе CML-Bench™ было сгенерировано более 300 вариантов конструкции (5 вариантов в день).

На третьем этапе были получены множества решений, удовлетворявшие требованиям технического задания (7 g) и даже его превосходившие. Решения были сформированы под конкретное заданное производство и под заданную стоимость. Заказчиком был выбран вариант на 8,8 g [5].

Таким образом, всего через пять месяцев от старта работ была разработана принципиально новая конструкция вибросита для буровой установки, которая позволила существенно превзойти показатели изделия по сравнению с конкурентами. Были значительно улучшены основные характеристики конструкции: коэффициент перегрузки увеличен до 8,8 g, масса снижена. Практически мгновенно, за месяц, без каких-либо проблем, произошла «материализация цифрового двойника»: изделие было изготовлено, прошло межведомственные испытания и выпущено на рынок.

Приведем слова из интервью KMPG Екатерины Солнцевой, директора по цифровизации госкорпорации «Росатом» [5], а также слова Натальи Никипеловой, президента компании «ТВЭЛ» из статьи в издании «Страна Росатом» [4]:

Екатерина Солнцева: «Совместно с питерским Политехом за три месяца сделали цифровую модель. Через пять месяцев от старта работ вышли на 8,8 g, что подтвердилось с первого же натурного испытания. И это тоже отдельная история, потому что уменьшение натурных испытаний – это отдельная существенная экономия. Такой вот яркий пример применения цифровых технологий, который показывает, что можно не только что-то сделать быстрее и лучше, а можно сделать то, что ты раньше делать просто не мог» [5].

Наталья Никипелова: «Изготовили опытный образец, который превзошел зарубежные аналоги. Конструкция не разрушается даже при виброускорении до 10 g. В итоге ТВЭЛ не только не потерял клиента, но и получил заказы от других компаний. Причем на выполнение работ с использованием цифрового двойника ушло всего несколько месяцев. Мы решили тиражировать этот опыт, создав у себя инжиниринговый центр, в основе которого будет лежать новый, цифровой подход» [4].

Важно отметить, что успех полученных в рамках проекта результатов опирается, в том числе, и на опыт решения других задач-вызовов как для нефтегазовой промышленности, так и для других высокотехнологичных отраслей (о значимости межотраслевых и междисциплинарных подходов см. [6]).

Среди значимых проектов для нефтегазового машиностроения, выполненных экспертами Центра НТИ СПбПУ и Инжинирингового центра (CompMechLab®) СПбПУ можно выделить выполненные работы в интересах ЗАО «Нефтехимпроект»:

1. «Многовариантные расчеты пространственного теплового и термонапряженного состояния установки каталитического крекинга для различных режимов работы реактора и регенератора. Выбор толщин элементов конструкций, оценка статической и циклической прочности» [см. подробнее: 7]. В рамках данного проекта были разработаны высокоадекватные «умные» модели, на основе которых был проведен анализ 3D термонапряженного состояния элементов установки для различных режимов работы, и определены допустимые толщины, удовлетворяющие критериям прочности в соответствии с ГОСТ и атомными нормами; определены конструктивные и технологические параметры, позволившие снизить уровень напряжений, возникающих в наиболее опасных с точки зрения прочности элементах конструкции; подготовлена техническая документация, необходимая для производства различных модификаций установки каталитического крекинга.
2. «Расчетные исследования вибрационного состояния обвязывающих трубопроводов установки каталитического риформинга с учетом пульсации потока рабочей среды и нестационарного воздействия от компрессоров» [см. подробнее: 8]. В рамках данного проекта были разработаны высокоадекватные «умные» модели обвязывающих трубопроводов, компрессоров и сепараторов, на основе которых были выполнены расчетные исследования пространственного вибрационного состояния обвязывающих трубопроводов установки каталитического риформинга на различных режимах работы компрессорных агрегатов.

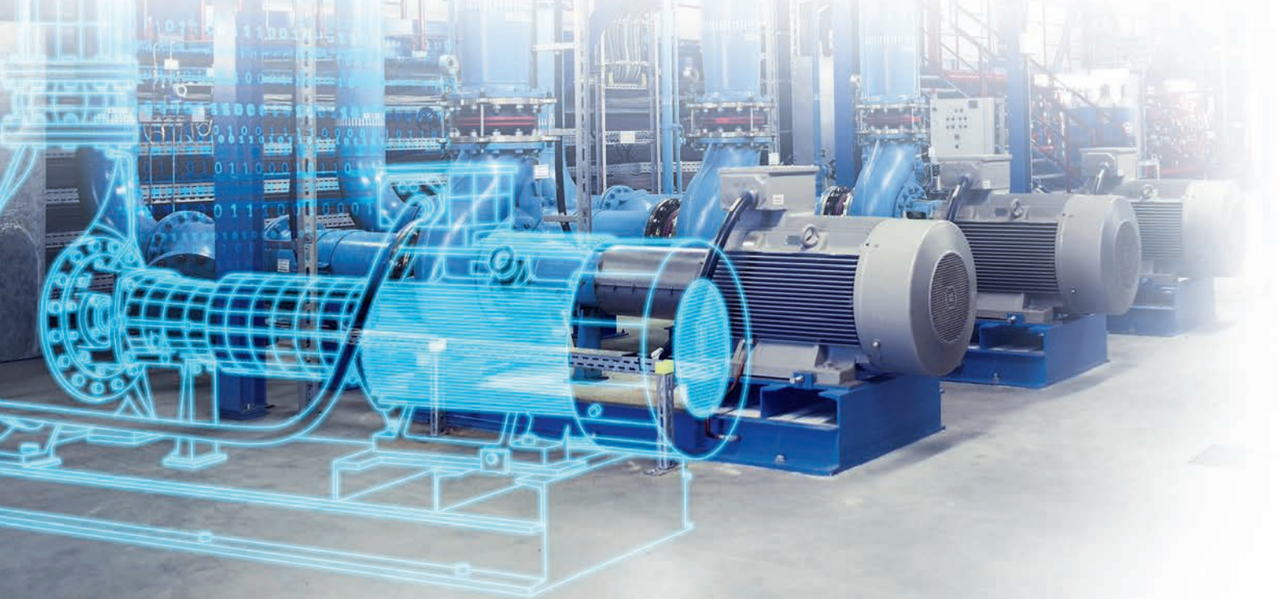
Заключение

Технологии цифровых двойников применяются высокотехнологичными компаниями на всех стадиях жизненного цикла, поставляя информацию об эксплуатации и надежности активов / продукции и давая представление о том, как можно улучшить их характеристики. Особенно эффективным является применение данной технологии на стадии НИОКР, где специально организованный процесс проектирования на основе многоуровневой гиперматрицы требований / целевых показателей и ресурсных ограничений обеспечивает значительное снижение времени и затрат на разработку, а также значительное снижение объемов натурных испытаний и доведение этих объемов до минимально допустимого и необходимого. ●

Литература

1. *Цифровые двойники в высокотехнологичной промышленности. Краткий доклад (сентябрь 2019 года) / А.И. Боровков, А.А. Гамзикова, К.В. Кукушкин, Ю.А. Рябов. – СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2019. – 62 с.*
2. *Боровков А.И., Рябов Ю.А. Определение, разработка и применение цифровых двойников: подход Центра компетенций НТИ СПбПУ «Новые производственные технологии» // Цифровая подстанция. – 2019. – № 12. – С. 20–25. – URL: http://assets.fea.ru/uploads/fea/news/2019/12_december/09/cifrovye_dvyinii.pdf*
3. *Григоренко А. Прыжок в пространство возможностей // Новый оборонный заказ. Стратегии. – 2020. – № 2 (61). – URL: https://dfnc.ru/arhiv-zhurnalov/2020-2-61/pryzhok-v-prostranstvo-vozmozhnostej/*
4. *Быстрова Д. Без «цифры» «Росатом» не сможет закрепить за собой глобальное лидерство. – URL: http://strana-rosatom.ru/2018/12/17/ускорение-цифры/*
5. *Солнцева Е. «Главный принцип защиты от кибер-рисков – никогда и никому не говорить, как ты это делаешь». – URL: https://mustread.kpmg.ru/interviews/glavnyy-printsip-zashchity-ot-kiber-riskov-nikogda-i-nikomu-ne-govorit-kak-ty-eto-delaesh/*
6. *Компьютерный инжиниринг: учеб. пособие / А.И. Боровков, С.Ф. Бурдаков, О.И. Клявин, М.П. Мельникова, А.А. Михайлов, А.С. Немов, В.А. Пальмов, Е.Н. Силина. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2012. – 93 с.*
7. *Конечно-элементные расчеты пространственного теплового и термонапряженного состояния установки каталитического крекинга для различных режимов работы реактора и регенератора. Выбор толщин элементов конструкций, оценка статической и циклической прочности. Подготовка технической документации (2007 г.). – URL: http://fea.ru/project/80*
8. *Конечно-элементное моделирование и исследование вибрационного состояния обвязывающих трубопроводов установки каталитического риформинга с учетом пульсации потока рабочей среды и нестационарного воздействия от компрессоров (2005 г.). – URL: http://fea.ru/project/81.*

KEYWORDS: *Digital Twins, Digital Shadows, Smart Digital Twins, Smart Digital Shadows, Model-Based Systems Engineering.*

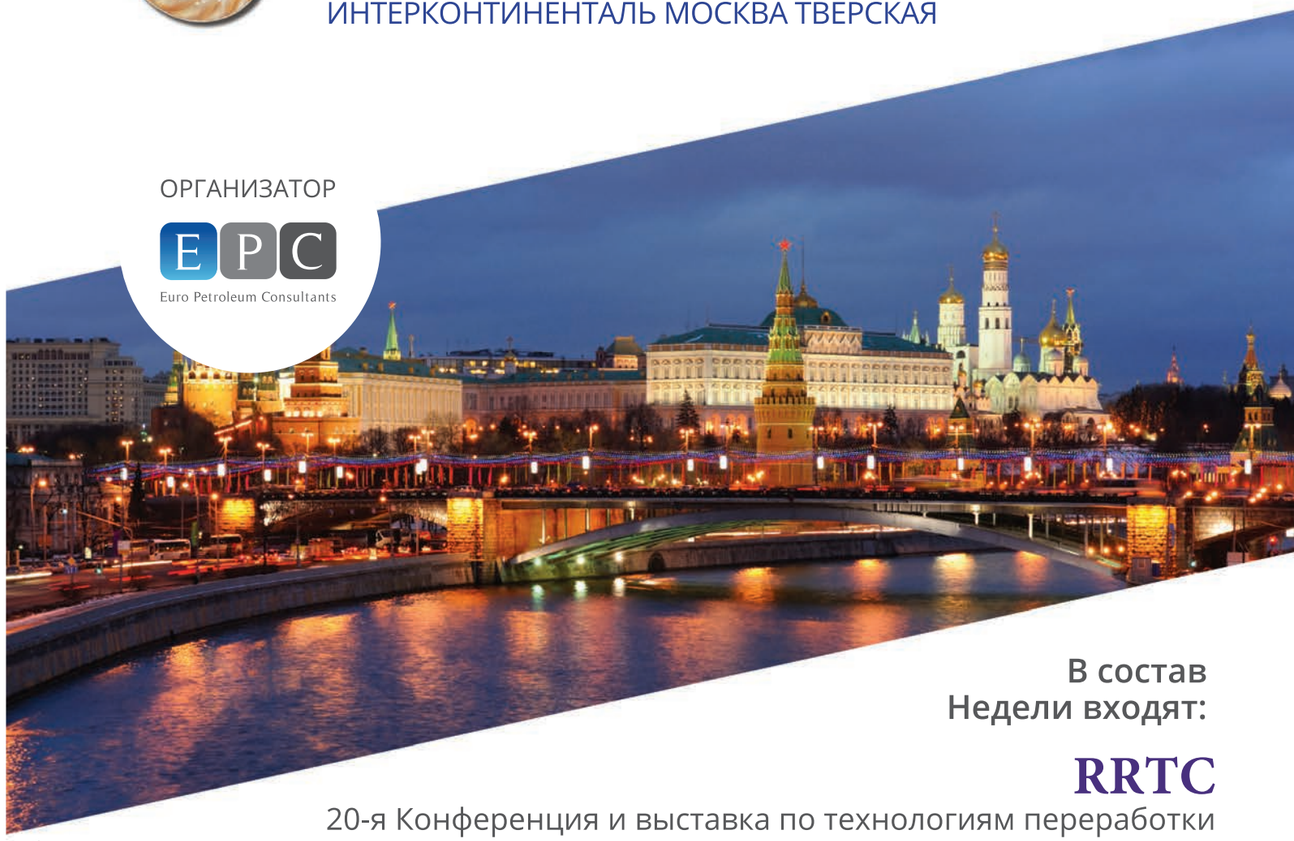


Неделя нефтепереработки, газа и нефтехимии в Москве 2020

ИНТЕРКОНТИНЕНТАЛЬ МОСКВА ТВЕРСКАЯ

ОРГАНИЗАТОР

EPC
Euro Petroleum Consultants



В состав Недели входят:

RRTC

20-я Конференция и выставка по технологиям переработки России и стран СНГ

21-22 сентября

Russia & CIS BBTC

14-я Конференция России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков

22-23 сентября

GPTC

Нефтегазохимия – технологическая конференция и выставка России и стран СНГ

24-25 сентября

Приглашаем всех, кто заинтересован выступить с докладом или принять участие в любой из конференций в качестве спонсора или участника выставок.

www.europetro.com + 7 (495) 517 77 09 moscow@europetro.com

РЕКЛАМА

ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИ
как часть цифровизации ТЭК



Коледа Сергей Анатольевич
руководитель отделения по работе с ключевыми клиентами «КРЕДО-ДИАЛОГ»

КОГДА РЕЧЬ ЗАХОДИТ О ЦИФРОВИЗАЦИИ ТОЙ ИЛИ ИНОЙ ОТРАСЛИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ В ГОЛОВУ ПРИХОДИТ НЕОБХОДИМОСТЬ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ НЕПОСРЕДСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА ОСНОВНОГО ПРОДУКТА. И ЕСЛИ МЫ ГОВОРИМ О ТЭК (КАК О ВСЕМ КОМПЛЕКСЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА, УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ПР.) ТО ЭТО КОНЕЧНО ЖЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, ДЛЯ БИЗНЕС-МОДЕЛИРОВАНИЯ И ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ (И ДРУГИХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ), УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ И ПРОЧЕЕ ПО, НЕПОСРЕДСТВЕННО ОТНОСЯЩЕЕ К УПРАВЛЕНИЮ ПРОЦЕССАМИ ПОЛУЧЕНИЯ, ПЕРЕРАБОТКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ОКОНЧАТЕЛЬНОГО ПРОДУКТА ОТРАСЛИ – ТЕПЛА И ЭЛЕКТРИЧЕСТВА. ЦИФРОВИЗАЦИЯ ОТРАСЛИ В ЦЕЛОМ, НАЧИНАЕТСЯ НА МОМЕНТЕ ИЗЫСКАНИЙ, КАКИМИ ДОЛЖНЫ БЫТЬ ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИ НА ПЕРВЫХ ЭТАПАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА?

IN THE REALM OF A PARTICULAR INDUSTRY DIGITALIZATION THE FIRST IDEA THAT DAWNS UPON IS ASSOCIATED WITH THE NECESSITY TO AUTOMATE THE PROCESSES OF THE BASIC PRODUCT DIRECT PRODUCTION. SO WHEN WE DISCUSS THE FUEL AND ENERGY COMPLEX (IN TERMS OF ENTIRE COMPLEX OF ELECTRIC POWER INDUSTRY, OIL AND GAS COMPLEX, COAL INDUSTRY, ETC.) THIS SURELY CONCERNS THE SYSTEMS AIMED TO IMPROVE THE RELIABILITY AND EFFICIENCY OF ELECTRIC POWER INDUSTRY FUNCTIONING, INTENDED FOR BUSINESS MODELLING AND OIL (AND OTHER MINERAL) REFINERY PROCESS PLANNING, PROCESS AND DISPATCHING CONTROL AND OTHER SOFTWARE, DIRECTLY RELATED TO CONTROLLING THE PROCESSES OF EXTRACTING, PROCESSING AND TRANSPORTATION OF THE INDUSTRY FINAL PRODUCT – HEAT AND ELECTRICITY. THE INDUSTRY DIGITALIZATION AS A WHOLE STARTS AT THE RESEARCH POINT. WHAT SHOULD DIGITAL MODELS BE LIKE AT THE FIRST STAGES OF THE TECHNOLOGICAL PROCESS?

Ключевые слова: *цифровые модели, отечественное ПО, жизненный цикл сооружений, цифровая модель рельефа, цифровая модель ситуации.*

УДК 004.896

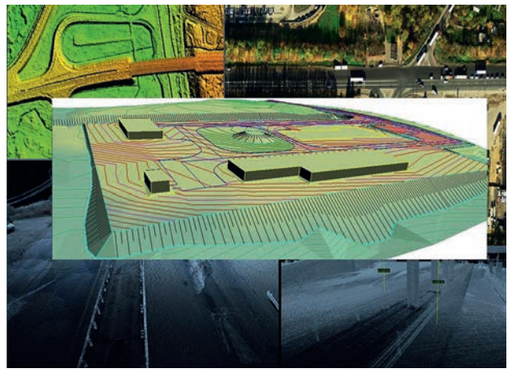
Обеспечение высоко технологических процессов требует наличия сложных сооружений. Эти сооружения необходимо проектировать, строить, эксплуатировать и как следствие вовремя ремонтировать. Все эти процессы должны быть обеспечены качественными изысканиями. И вот на этом этапе важнейшую роль в формировании глобальной цифровой модели всей отрасли начинают играть цифровые (а в последнее время еще и информационные) модели местности. Ведь, как нам хорошо известно, цена ошибки, допущенной на начальном этапе жизненного цикла сооружений неизмеримо больше, чем на последующих.

Какие же требования должны предъявляться к таким моделям, для того чтобы они дополняли остальные процессы отрасли, как полноценная информационная основа?

По моему мнению, такая модель должна состоять из несколько основных частей и обладать определенными характеристиками.

Цифровая модель рельефа

Не так давно необходимость наличия трехмерной модели рельефа, как таковой многими ставилась под сомнение. И вполне серьезно бытовало мнение, что



Первый обязательный компонент – цифровая модель рельефа

цифровой топоплан без фактической поверхности, с отметками написанными тексом и нарисованными горизонталями является достаточной основой для проектирования. К счастью, сейчас все изменилось, и триангуляционная поверхность с учетом характерных линий рельефа является обязательным атрибутом цифровой модели местности.

Однако развивающиеся технологии несут дополнительные требования, в частности к формированию модели рельефа на различных исходных данных. Давно уже вошли в обиход спутниковые измерения. Все чаще съемка осуществляется дронами с камерами высокого разрешения и лидарами, а работа лазерных сканеров на больших площадках постепенно выходит на уровень стандарта предприятий. И, как следствие, возникает необходимость работать либо с триангуляционными поверхностями, содержащими миллионы точек (что даже при существующем уровне развития компьютерной техники бывает затруднительно), либо подменять понятие работы с поверхностями на работу непосредственно с облаками точек, используя их плотность.

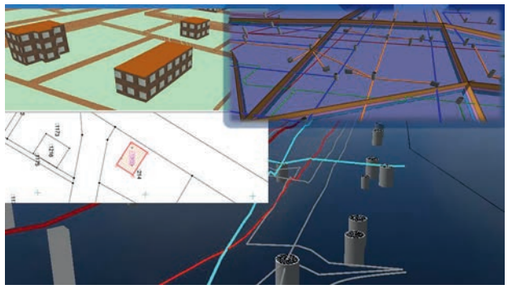
Но и без облаков точек требования к созданию поверхностей из различных источников постоянно растут. Возможность импорта космоснимков (как из открытых источников, так и высокого разрешения), для ориентирования цифровых моделей используется постоянно, а вот импорт высот SRTM для формирования модели рельефа проводят относительно редко, хотя на этапе экономического обоснования и такой модели бывает достаточно.

Цифровая модель рельефа должна позволять работать с множеством поверхностей, находить их взаимное положение, пересечения, считать объемы. Безусловно, поверхности должны быть информативными, и информация по любой точке поверхности должна быть доступна в любой момент и в любом сечении поверхности.

Поверхности должны быть основой для определения высотного положения других компонентов (коммуникаций, зданий и пр.) и уметь взаимодействовать с ними, что подводит нас к следующей части обязательной для любой полноценной цифровой модели местности – цифровой модели ситуации.

Цифровая модель ситуации

Опять-таки уровень нарисованных линий и текстов уже давно пройден, в эпоху развития информационных моделей каждый искусственный элемент должен быть представлен объектом, который имеет не только геометрические параметры (в том числе и высотные) но и массу атрибутов (семантики),



Следующий обязательный элемент цифровой модели – модель ситуации

которые в свою очередь влияют на отображение элемента в различных проекциях (план, профиль, сечение, 3D-вид). Атрибуты должны определять, как качественные (круглая труба или квадратная в сечении, лиственное растение или хвойное), так и количественные параметры (диаметр, высота) объектов ситуации. Связи атрибутов между собой и определяют вид и поведение элемента в различных ситуациях и в различных проекциях. Хранить такой сложный набор параметров за каждым из однотипных элементов по отдельности означает чрезмерно усложнять модель, и как выход из этой ситуации появляется следующий элемент цифровой модели местности – это классификаторы.

> Каждая большая цифровизация всей отрасли начинается с использования качественных цифровых моделей на самом первом этапе – в изысканиях

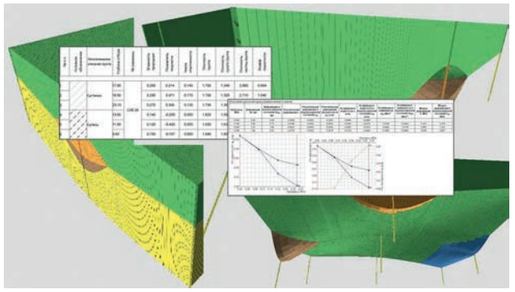
Классификаторы цифровой модели местности

Классификаторы в широком смысле этого слова представляют собой библиотеки данных, на которые может ссылаться определенный элемент модели. Однако, если мы говорим об информационных моделях, это накладывает дополнительные требования. В классификаторе должны храниться уже не только описания объекта, его атрибуты, графические характеристики, но и варианты этих данных в зависимости от состояния объекта, взаимосвязи между атрибутами, влияющие на отображение объекта и его характеристики. Еще одна немаловажная задача качественных классификаторов объектов цифровой модели местности – определять, чем станет объект при его экспорте из «родной среды» в тот или иной смежный формат и соответственно наоборот определять правила появления элемента в модели при импорте каких-либо данных. Пожалуй, что именно задача создания, редактирования и хранения корректных и, по возможности, универсальных схем соответствия объектов ситуации является наиболее важной, учитывая, что цифровые технологии на сегодняшний день обязательно состоят из ПО различных производителей.

Особняком стоят классификаторы геологической информации, которые содержат данные, существенно отличающиеся по своему качественному составу. Это в первую очередь классификаторы грунтов и их свойств, обеспечивающие хранение в модели необходимых инженерно-геологических элементов, их нормативных и расчетных свойств, и передачу этих данных по всей технологической цепочке обработки изысканий. И, следовательно, следующий обязательный компонент цифровых моделей местности – геология.

Цифровая модель геологического строения

Одна из самых спорных составляющих цифровой модели местности. Казалось бы, все согласны, что никакая информационная модель здания и сооружения не может строиться на пустоте, и нужна геология



Такой сервис должен легко трансформироваться от локального до серверного и даже облачного хранения. Такие возможности позволят решить не только задачу многопользовательского режима работы над моделью, но и оперативной передачи готовых моделей между этапами жизненного цикла объекта строительства и эксплуатации.

Можно ли для подготовки таких моделей использовать зарубежное ПО?

Конечно, все мы знаем, что родоначальниками САПР являлись именно западные разработчики. И решения от этих компаний достаточно активно используются во всех отраслях промышленности, так или иначе связанных со строительством в том числе и в ТЭК. Однако количество отечественных разработок позволяет на сегодняшний день выбрать необходимое решение, которое обеспечит: во-первых, полное соответствие с действующими нормативными документами, во-вторых, полностью исключит санкционные риски, в-третьих, выглядит гораздо более привлекательно с точки зрения цены – решения западных компаний в последнее время стали гораздо дороже в связи с ростом курсов.

В конце хотелось бы еще раз обратить внимание – каждая большая цифровизация всей отрасли начинается с использования качественных цифровых моделей на самом первом этапе. В изысканиях. ●

в объеме, как по площадке, так и по полосе изысканий, однако все равно, в большинстве случаев результатом работы инженера-геолога является текстовый отчет и набор чертежей: колонки и разрезы (или профиля, в зависимости от объекта). Хотя наличие объемной модели, связанной с расчетными показателями по данным полевых и лабораторных испытаний, позволяет проектировщику самостоятельно варьировать проектные решения, получать полную информацию о геологическом строении и характеристиках грунтов по любой линии, в любой точке на плане.

> Количество отечественных разработок ПО позволяет выбрать необходимое решение, которое обеспечит полное соответствие с действующими нормативными документами, исключит санкционные риски и выглядит более привлекательно с точки зрения цены

Все вышеописанные части цифровых моделей местности должны безусловно находиться в единой информационной инфраструктуре и легко взаимодействовать друг с другом, иными словами, значительную роль играет структура хранения цифровых моделей и доступа различными пользователями к ним.

Структура хранения цифровых моделей

Поскольку универсального стандарта хранения информационных моделей местности пока нет, что-хотелось бы видеть? И речь идет даже не о формате файлов, а о неких общих принципах системы доступа к цифровым моделям. О сервисе доступа к данным.

Keywords: *digital models, domestic software , life cycle of structures, digital terrain model, digital situation model.*



РЕКЛАМА

KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN
ufi Approved Event

27-я Казахстанская международная выставка и конференция
НЕФТЬ И ГАЗ
30 сентября – 2 октября 2020
Алматы, КЦДС «Атакент»
www.kioge.kz
ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В КАЗАХСТАНЕ
ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ
RE3 RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS
T +7 499 348 85 00
E info@re3.events

Neftegaz.RU
номер 6/2020 г.

УДК 622.276

БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Григорович Анатолий Владимирович
магистр в области нефтегазового дела

БУРЕНИЕ СКВАЖИН – ДОРОГОСТОЯЩАЯ ОПЕРАЦИЯ, И ДАЖЕ СУТКИ ПРОСТОЯ ОБХОДЯТСЯ КОМПАНИЯМ В МИЛЛИОНЫ РУБЛЕЙ. ПРОСТОИ МОГУТ БЫТЬ ВЫЗВАНЫ РАЗЛИЧНЫМИ ПРИЧИНАМИ, НО ОСНОВНАЯ ПРИЧИНА НПВ – ЭТО ОСЛОЖНЕНИЯ. АВТОР ПРЕДЛАГАЕТ НОВЫЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ НА ЭТАПЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

WELL DRILLING IS AN EXPENSIVE OPERATION, AND EVEN A DAY OF DOWN TIME COSTS MILLIONS OF RUBLES FOR COMPANIES. DOWN TIME CAN BE CONDITIONED BY VARIOUS REASONS: FAULTY EQUIPMENT, ABNORMALLY LOW TEMPERATURES, OR LONG-TERM COORDINATION OF CHANGES IN THE OPERATION PLAN. BUT, GENERALLY, NON-PRODUCTIVE TIME IS CAUSED BY COMPLICATIONS. THE AUTHOR SUGGESTS A NEW APPROACH TO PREDICT COMPLICATIONS AT THE DESIGN STAGE AND IN REAL TIME

Ключевые слова: *бурение, проектирование, борьба с осложнениями, алгоритмы расчета, простой оборудования.*

При строительстве скважин любого профиля и глубины всегда неизменным остается факт возникновения осложнений. Существует множество методов их профилактики и устранения, чего нельзя сказать об их прогнозировании.

Это довольно молодая область в нефтегазовой отрасли, но результаты исследований уже демонстрируют эффективность применяемых технологий.

Один из методов прогнозирования осложнений заключается в создании так называемых паттернов, которые включают в себя определенные значения технологических параметров бурения (вес на крюке, обороты ротора, интенсивность набора угла при ННБ и т.д.). Другими словами, это трафарет, который «накладывают» на работающие скважины, максимально соответствующие выбранному паттерну. Такой метод одновременно охватывает большой объем осложнений, но не дает 100% точности, поскольку паттерн не всегда соответствует реальной скважине.

Разработанный автором метод имеет другой подход:

- в нем используются не технологические параметры бурения, а геологическая характеристика месторождения;
- расчетные параметры могут сочетаться в огромном количестве вариантов (9,26 трлн), что позволяет построить максимально детализированную математически-геологическую модель скважины;
- все расчеты привязаны к географическим координатам, что дает возможность прогнозировать осложнения еще на этапе проектирования скважин в любой выбранной на карте точке.

Все это позволяет добиться максимальной точности в расчетах, но в отличие от метода с паттернами, для каждого типа осложнений подход будет слегка отличаться.

Описание алгоритма

Разработанный алгоритм в общем виде имеет 3 этапа:

- определение параметров, от которых зависит возникновение осложнений;
- расчет вероятности возникновения осложнений в зависимости от каждого параметра в отдельности;
- расчет вероятности возникновения осложнений при учете всех параметров одновременно (общую вероятность).

ФАКТЫ

Паттерны
включают определенные значения технопараметров бурения, основанный на них метод не дает 100% точности

9,26 трлн
– количество вариантов, в которых сочетаются расчетные параметры, что позволяет построить максимально детализированную математически-геологическую модель скважины

Более 70
проектов строительства скважин на различных месторождениях было подвергнуто анализу, благодаря чему выделено 11 параметров расчета

Он может быть применим ко всем видам осложнений: поглощения буровых растворов, флюидопроявления, осыпи и обвалы, прихваты бурового инструмента. В основе расчетов лежат формулы теории вероятности и комбинаторики (формула определения статистической вероятности событий, теорема об умножении вероятностей и основная формула комбинаторики), а в качестве параметров расчетов выступают геологические факторы, влияющие на возникновение определенного вида осложнений.

Работу алгоритма прогнозирования осложнений можно рассмотреть на примере поглощений бурового раствора. К основным геологическим факторам, влияющим на возникновение поглощений, относятся пластовые давления, давления гидроразрыва пласта, тектонические нарушения и тип и свойства коллектора. Таким образом, после анализа более 70 проектов строительства скважин на различных месторождениях было выделено 11 параметров расчета:

1) тип горной породы;
2) категория горной породы по крепости;
3) коэффициент кавернозности;
4) пористость;
5) проницаемость;
6) тип бурового раствора;
7) плотность бурового раствора;
8) тип коллектора;
9) градиент пластового давления;
10) градиент давления поглощения (гидроразрыва);
11) глубина поглощения.

Пункты 1–5 и 8 были выбраны по причине того, что наряду с типом коллектора они дают полную характеристику пластов: размер пор, каверн и трещин; объем флюида, который может принять пласт и т.д.

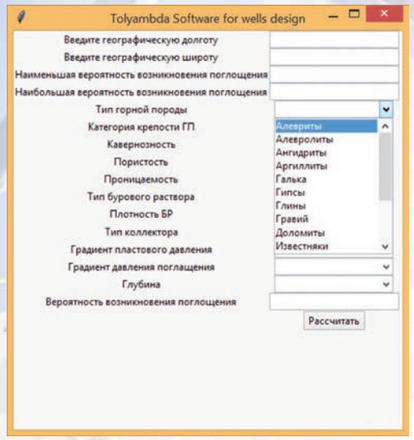


РИС. 1. Содержимое выпадающего списка

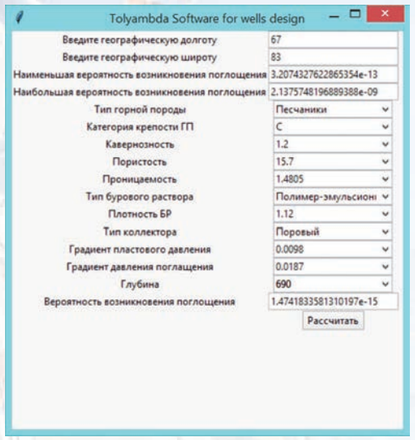


РИС. 2. Расчет вероятности возникновения поглощения БР

Пункты 6 и 7 являются технологическими факторами. Они были выбраны с целью привязки результатов расчетов к определенному типу бурового раствора, чтобы на основании этого приводить рекомендации по использованию промывочных жидкостей, наиболее подходящих к конкретным скважинным условиям.

Методология расчетов

Итак, для расчета вероятности возникновения поглощений в зависимости от какого-либо одного параметра применялась формула статистической вероятности (1-й этап):

$$P = \frac{m}{n}, \qquad (1)$$

где m – число благоприятных событий – в данном случае, это число поглощений, возникших при конкретных параметрах (например, число поглощений, возникших только при прохождении песчаников), n – число всех возможных событий (общее число поглощений на конкретном участке).

Далее, для расчета общей вероятности (2-й этап) применялась теорема о перемножении вероятностей: произведением событий «А» и «В» называется событие «АВ», которое наступает тогда и только тогда, когда наступают оба события «А» и «В» одновременно. Причем каждое событие «А» и «В» являются независимыми, т.е. вероятность одного события остается неизменной независимо от того, произошло другое событие или нет.

В данном случае каждое событие – это вероятность возникновения поглощения бурового раствора при учете какого-либо одного из 11 параметров. Тогда расчет общей вероятности возникновения поглощения сводится к простому перемножению всех 11 вероятностей по каждому параметру (по типу ГП, типу коллектора, пористости и т.д.) Формула имеет вид:

$$P(A,B) = P(A) \cdot P(B). \qquad (2)$$

Основная формула комбинаторики использовалась для определения вычислительной мощности алгоритма. С помощью нее было и определено количество сочетаний расчетных параметров, равное 9,26 трлн различных вариантов. И вероятность каждого из этих случаев может быть рассчитана.

Формула имеет следующий вид:

$$N = n_1 \cdot n_2 \cdot n_3 \cdot \ldots \cdot n_k. \qquad (3)$$

Принцип работы алгоритма

Для реализации алгоритма было написано приложение. Его работа начинается с ввода географических координат, где расположена действующая скважина или планируется бурение новой скважины. Далее расчет производится двумя путями:

- расчет максимальной и минимальной вероятности возникновения осложнений на выбранном участке;
- построение геологической модели скважины путем выбора конкретных параметров из выпадающего списка.

На рисунке 1 представлен прототип интерфейса приложения с демонстрацией содержимого выпадающего списка (на примере типа горной породы). Каждому типу горной породы соответствует зависящая от него вероятность поглощения бурового раствора (БР). Таким же образом реализованы все параметры расчета.

Для моделирования скважинных условий необходимо присвоить каждому параметру конкретное значение из выпадающего списка.

Как видно из рисунка 2, в соответствующие поля вводятся географические координаты скважины, после чего рассчитывается минимальная и максимальная вероятности поглощения бурового раствора для выбранного участка. Далее устанавливаются значения каждого расчетного параметра, тем самым моделируя геологические условия на этом участке (в данном случае, для глубины 690 м), и производится расчет вероятности. Зная минимальную и максимальную вероятность, можно уже на этом этапе понять, насколько смоделированные условия благоприятны для бурения.

Таким образом, имея описание геологического разреза месторождения (литологическая характеристика, в частности), прогнозирование осложнений представляется возможным как на этапе проектирования, так и в режиме реального времени.

Keywords: *drilling, design, control of complications, calculation algorithms, equipment downtime.*

РЕКЛАМА
Realize LIVE
Онлайн-форум Realize LIVE Russia 2020 – ключевое событие для промышленных предприятий, вышедшее за рамки PLM
15 сентября
www.siemens.com/realizeliverussia

ОПЫТ ВИРТУАЛЬНОЙ ПУСКОНАЛАДКИ АСУ ТП в нефтяной отрасли

СТАТЬЯ ОПИСЫВАЕТ ОПЫТ ПО РАЗРАБОТКЕ И ТЕСТИРОВАНИЮ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ УПРАВЛЯЮЩИХ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ, ОБЪЕДИНЕННЫХ В ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ, ТАКОЙ ПОДХОД ПОЛУЧИЛ НАЗВАНИЕ ВИРТУАЛЬНОЙ ПУСКОНАЛАДКИ И ШИРОКО ИСПОЛЬЗУЕТСЯ В МИРЕ ДЛЯ СОЗДАНИЯ СИСТЕМ АСУ ТП, ИМИТАЦИИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ РАЗЛИЧНЫМИ СИСТЕМАМИ И ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА

THE ARTICLE DESCRIBES EXPERIENCE IN DEVELOPMENT AND TESTING OF OIL INDUSTRY CONTROL SYSTEMS SOFTWARE BASED ON SIMULATION OF PROCESSES AND CONTROL SYSTEMS JOINTED IN VIRTUAL REALITY. THIS APPROACH WAS CALLED VIRTUAL COMMISSIONING AND IS WORLDWIDE USED FOR DEVELOPMENT OF AUTOMATED CONTROL SYSTEMS, INTERACTION BETWEEN DIFFERENT SYSTEMS SIMULATION AND STAFF TRAININGS

Ключевые слова: *виртуальная пусконаладка, моделирование, промышленная автоматизация, тестирование алгоритмов, протоколы связи, коммуникации.*

УДК 681.5

Захарченко Виталий Евгеньевич
начальник отдела программирования, ГК «СМС-Автоматизация», к.т.н.

Зарубин Никита Алексеевич
ведущий инженер отдела программирования, ГК «СМС-Автоматизация»

Ледаков Яков Александрович
инженер отдела программирования ООО НВФ «Сенсоры. Модули. Системы»



Направление виртуальной пусконаладки систем автоматизации входит в тренд цифровизации производств в рамках Индустрии 4.0, направленный на создание умных производств [1]. Возможности виртуальной пусконаладки обсуждались в 2019 г. на традиционной V международной конференции, проводимой совместно компаниями Siemens и СМС-Автоматизация Нефтяная отрасль относится к числу непрерывных, и по этой причине остановка техпроцесса выполняется крайне редко и на короткий срок. В этих условиях вновь внедряемое ПО должно иметь максимальную готовность для сокращения сроков наладки, а значит должно быть предварительно проверено либо на испытательном полигоне, либо на имитационной модели.

Модель имитатора должна позволять имитировать технологический процесс в объеме, достаточном для проверки функционирования АСУ ТП. Как правило, этого оказывается достаточным не только для отладки программного обеспечения системы управления, но и для обучения персонала, выполняющего как ремонтные работы по сопровождению систем управления, так и осуществляющего оперативное переключение, управление ведомственным оборудованием. Ключевые требования к платформам моделирования – это работа в реальном времени, с гарантированным временем отклика имитируемого процесса на управляющее воздействие, имитация систем управления (ПЛК), имитация технологического процесса, возможность наглядной визуализации.

К сожалению, на рынке решений автоматизации производства не так много продуктов по тестированию, а существующие имеют ряд недостатков:

- плохо подходят для решения задачи моделирования технологических процессов – не выдерживают реального времени;
- имеют сложности совместного использования с промышленным ПО и оборудованием – не способны взаимодействовать с реальными системами управления и их компонентами;
- отсутствует база готовых модельных примитивов технологических объектов, на основе которых целостная модель может быть построена в значительно более короткий срок, чем при разработке всех компонентов с “чистого листа”;
- отсутствует возможность проверки алгоритмов в реальном времени – не имеют возможности имитировать систему управления и ее отдельные элементы, не имеют возможности загрузки программного обеспечения действующих систем автоматизации;
- отсутствует возможность тестирования коммуникаций – не имеют поддержки промышленных протоколов обмена данными с другими смежными и сторонними системами, с системами диспетчеризации;
- в ряде случаев возникает необходимость модификации исходного программного кода системы автоматизации, диспетчеризации для проведения тестирования и обучения.

Компания Сименс предлагает уникальную систему имитационного моделирования, свободную от указанных недостатков – SIMIT Simulation Platform. Разработанная на основе SIMIT, модель способна имитировать технологический отклик среды в реальном времени на основе заложенных технологических объектов, разрабатывать свои технологические объекты, подключаться как к виртуальному контроллеру, так и к реальной станции автоматизации, а самое главное, применение SIMIT не требует внесения изменений в исходное программное обеспечение – ПЛК воспринимает сигналы от модели как от модулей ввода, при этом система диспетчеризации также остается без изменений. Таким образом есть возможность имитации технологического процесса на реальных системах управления, при этом для системы управления и всех вышестоящих систем пирамиды автоматизации (диспетчеризации, управления производством) нет отличий между виртуальным и реальным технологическими процессами.

Компания «СМС-Автоматизация» на протяжении последних 8 лет использует на своем вооружении моделирование в SIMIT. При разработке проектов со сложной программной логикой предварительно разрабатывается модель, а уже после этого начинается процесс разработки системы управления, сопровождаемый тестами и отладкой на имитационной модели. Иногда процессы моделирования техпроцессов и разработки программного обеспечения систем автоматизации начинаются одновременно, но неизменно позволяют повысить качество и сократить календарный срок готовности программного обеспечения.

Идеи создания моделей технологических процессов отлично сочетаются с описанием виртуального цифрового двойника согласно тенденциям Индустрии 4.0. В идеале Цифровой двойник должен создаваться с момента проектирования завода или установки и на протяжении всего жизненного цикла поддерживаться в актуальном состоянии.

> ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК должен быть способен отвечать на многие вопросы, в том числе: увеличится ли количество или качество выпускаемой продукции при изменении программного обеспечения системы автоматизации? Можно ли сократить время простоя основного и вспомогательного оборудования? Можно ли повысить надежность системы? Что произойдет с техпроцессом в случае нештатной ситуации (отказ модуля, исчерпание ресурсов, неожиданного останова, и т.д.)?

Для ответов на эти и другие вопросы специалистами компании был разработан стенд имитатора виртуального процесса (рисунок 1).

Стенд подразделяется на тестируемую часть:

- промышленный логический контроллер с предустановленным ПО, полностью идентичное используемому в действующих системах автоматизации ПО микропроцессорной системы автоматики – МПСА;
- сервер верхнего уровня АСУ ТП с предустановленной диспетчерской системой (SCADA).



РИС. 1. Стенд имитатора (на фото без боковых стенок)

И тестирующую часть:

- контроллер коммуникаций, необходимый для проверки сетевого обмена со смежными системами;
- модуль имитации периферии системы автоматизации (Simulation Unit – SU), позволяющий имитировать отклик от модулей ввода-вывода распределенной периферии (РП) по полевым промышленным протоколам Profibus и Profinet таким образом, что ПЛК воспринимает сигналы SU как сигналы с реальных модулей ввода.
- станцию моделирования, на которой установлена среда SIMIT Simulation Platform и развернута модель техпроцесса (рисунок 2). Модель техпроцесса реагирует на команды ПЛК и формирует технологический отклик через SU. Информационный обмен со смежными системами контролируется моделью через тестирующий контроллер. Результат отображается на АРМ оператора (рисунок 3).

РИС. 2. Имитационная модель техпроцесса SIMIT

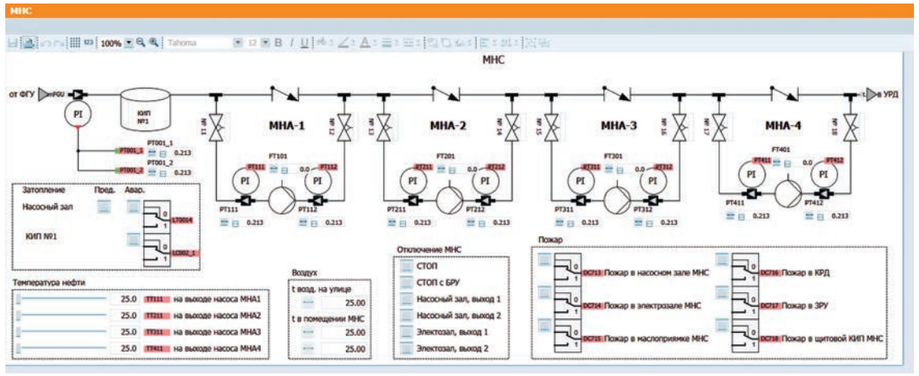
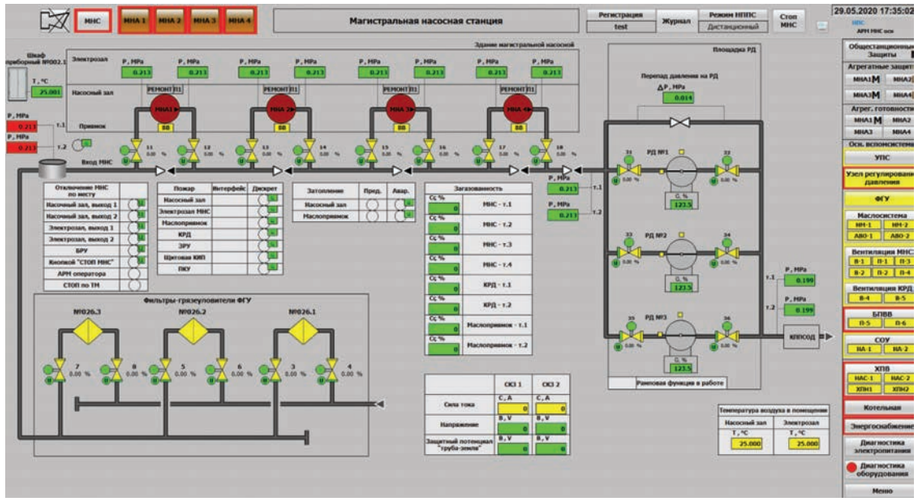


РИС. 3. АРМ оператора



Сетевые коммуникации основаны на библиотеках СМС-КомКон, реализующие все основные промышленные протоколы, таких как Modbus (RTU, TCP, RTU over TCP, клиент/сервер), IEC60870-5-101/104 (клиент/сервер/балансный, включая IEC101 через TCP), TSPP, SNMP и др. ПО СМС-КомКон включено в реестр российского программного обеспечения и может быть использовано в проектах автоматизации для импортозамещения.

Структурная схема стенда имитатора представлена на рисунке 4. Стенд позволяет выполнять следующие виды тестов:

- поканальное тестирование, в ходе которого проверяются настройки и привязки всех сигналов;
- тестирование техпроцесса в реальном времени;
- создание пошаговых сценариев изменения технологической ситуации, например, развития аварии и пр.

Использование виртуальной модели позволяет не только отлаживать вновь внедряемое ПО, но и воспроизводить аварийную ситуацию на существующем ПО столько раз, сколько это необходимо без угрозы для нанесения вреда технологическому оборудованию. Кроме этого, виртуальная модель может использоваться для тренировок операторов по управлению технологическим оборудованием в штатных и нештатных ситуациях.

Базовые библиотеки SIMIT содержат готовые к использованию модельные примитивы задвижек, насосов, приводов, двигателей, вентиляторов и многое другое. Отсутствующие компоненты пользователь может смоделировать самостоятельно, используя наглядный графический интерфейс. Существуют и дополнительные профессиональные библиотеки для описания химических процессов, конвейеров, потоков жидкостей и газа.

Для обеспечения достаточной точности имитации процессов в трубопроводах используется библиотека – Flownet. С помощью нее модель адекватно ситуации работает с давлениями, уровнями и температурами жидкостей и газов, в том числе нефти и нефтепродуктов. Многие процессы протекают максимально правдоподобно, например, регулирование давления, переходные процессы, наполнения резервуаров, работа насосов и т.д.

SIMIT содержит распространенные компоненты трубопровода, которые можно часто встретить на обычных проектировочных схемах [2] – насосы, задвижки, емкости. Построение системы достаточно просто т.к. не требует описания логики, достаточно соединить компоненты системы между собой. В качестве сырья для трубопровода в FLOWNET возможно имитировать жидкость и газ. Каждый параметр системы может быть настроен пользователем индивидуально – параметры сырья, температура, давление, скорость потока и пр. Чем точнее пользователь опишет исходные параметры, тем точнее модель будет выполнять расчеты. К примеру, давление в узле трубопровода рассчитывается как баланс массы т.е. баланс притока и оттока ветвей трубопровода, образующих этот узел:

$$V_i \frac{\partial \rho}{\partial t} = \sum_k \dot{m}_k$$

где V_i – объем сырья, ρ_i – плотность.

При этом моделируемый процесс отображается в динамике на рабочем месте рядом с диспетчерской системой, и пользователь в любой момент может повлиять на модель – как посредством диспетчерской системы, так и изменив внешние параметры технологического процесса в модели. Возможно даже отображение трехмерных моделей.

Заключение

В группе компаний реализовано более 30 моделей различных технологических процессов с использованием описанного подхода.

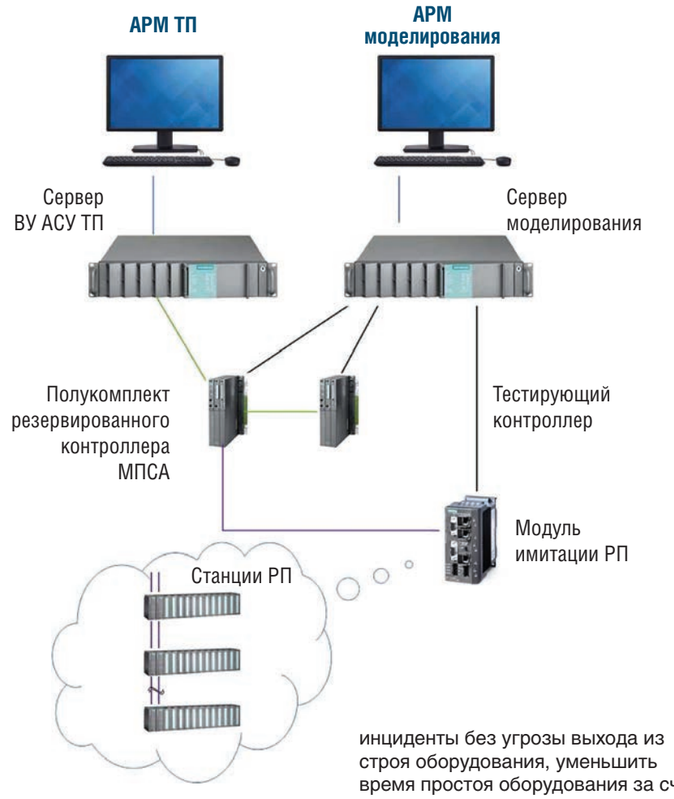
Опыт специалистов ГК «СМС-Автоматизация» показывает, что применение виртуальной пусконаладки по самым скромным оценкам позволяет сократить расходы компании за счет сокращения времени командировок до 50%, а также повышения качества качество и разработки программного обеспечения в более короткие сроки.

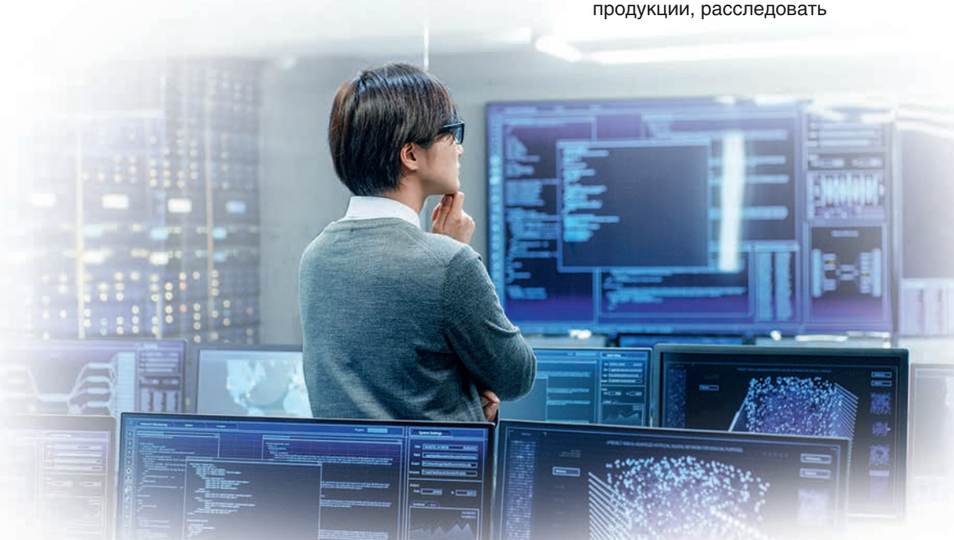
В свою очередь, для заказчика подобная система позволяет повысить качество выпускаемой продукции, расследовать инциденты без угрозы выхода из строя оборудования, уменьшить время простоя оборудования за счет предварительного тестирования изменений на стенде, а также обеспечить сокращение рисков нештатных ситуаций по причине человеческого фактора за счет тренировки и поверки знаний персонала.

Неоспоримым преимуществом имитационных моделей является несравнимая с основным оборудованием меньшая стоимость и отсутствие рисков остановки производства.

Для изучения возможностей платформы имитационного моделирования SIMIT можно воспользоваться курсами «Института промышленной автоматизации». ●

РИС. 4. Структурная схема стенда имитатора





Литература

1. *Захарченко В.Е., Сидоров А.А. О цифровизации гидроэлектростанций // Автоматизация в промышленности. 2019. № 1. с. 19–23.*
2. *Дубина С.М. Моделирование для систем автоматизации на основе Simit. под редакцией Захарченко В.Е. Учебное пособие. 2017. 67 с.*

KEYWORDS: *virtual commissioning, simulation, industrial automation, algorithm testing, communication protocols, communications.*

Neftegaz.RU
номер 6/2020 г.

622.06

ЮЖНАЯ ЧАСТЬ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СТАЛА МЕСТОМ ДЛЯ НОВОГО РЕКОРДА, ДОСТИГНУТОГО РАБОТНИКАМИ ФИЛИАЛОВ АО «ССК»

Яценко Алена Викторовна
АО «Сибирская Сервисная Компания», к.э.н.

Штучкина Олеся Игоревна
специалист по связям с общественностью АО «ССК»

НЕФТЕЮГАНСКИЙ ФИЛИАЛ АО «ССК» И ФИЛИАЛ «ССК-ТЕХНОЛОГИИ» С СУЩЕСТВЕННЫМ ОПЕРЕЖЕНИЕМ ГРАФИКА ЗАВЕРШИЛИ БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ НА ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

NEFTEYUGANSK BRANCH OF JSC " SSK "AND THE BRANCH" SSK-TECHNOLOGIES " SIGNIFICANTLY AHEAD OF SCHEDULE COMPLETED DRILLING A WELL IN THE SOUTHERN PART OF THE PRIOBSKOYE FIELD

Ключевые слова: *Сибирская Сервисная Компания, бурение, скважина с отходом от вертикали, нефтесервисные услуги, Южная часть Приобского месторождения.*

Здесь успешно и за рекордно короткие сроки построили скважину профессионалы Нефтеюганского филиала (НФ) и филиала «ССК-Технологии» (ССК-Т) совместно с «Газпромнефть-Хантос» и другими подрядными организациями: раньше графика завершено бурение скважины № 42444 ГС на кустовой площадке № 615.1. Проходка скважины по стволу протяженностью 4202 метров с отходом от вертикали 1688 метров реализована с опережением срока, всего за 19,6 суток (работы были запланированы на 25,4 суток).

На эффективность производства повлияли многие факторы: профессиональная командная работа всех участников процесса, неизменное соблюдение технологических и экологических требований, своевременное обновление оборудования.

«С начала этого года по настоящее время на этой кустовой площадке силами ССК построено десять скважин, многие из них пробурены с ускорением. Стоит отметить, что месторождение отличается непростым геологическим строением, имеет некую неопределенность, можно сказать, непредсказуемость: в некоторых местах встречается аномально высокое пластовое давление (АВПД). Несмотря на все сложности, безусловно, совместными усилиями, нам удается успешно справляться с поставленными задачами.

Что касается непосредственно скважины № 42444 ГС, то проходка с опережением срока обусловлена отлаженным взаимодействием между подрядными организациями и заказчиком, постоянным мониторингом и объективной оценкой ситуации на скважине, применением оптимизации при строительстве скважины: оценке состояния ствола скважины при бурении горизонтального участка и отмене прямой принудительной проработки ствола скважины, а также эффективному применению инструментов программы «Технический предел» в целях мотивации команды. Достигнутый показатель стал возможен благодаря эффективной работе буровой бригады (НФ) и подрядчика по ННБ (ССК-Т), эта команда держит высокую планку в рейтинге компании. Это пример настоящей совместной работы компании «Газпромнефть-Хантос» и всех ее подрядчиков, участвующих в настоящем проекте, работы, нацеленной на эффективность», – отмечает **руководитель направления ЦУСС «Газпромнефть-Хантос» Денис Минаев**.

По словам мастера буровой Нефтеюганского филиала, достижение высоких результатов – это следствие профессионализма работников, участвующих в бурении, применения современного оборудования и четкого планирования работы.

«Считаю, что один из важнейших принципов в работе, который позволяет нам быть единой командой, – это стремление к общей цели. Достигается, в том числе, с помощью детального планирования: мы используем «бурение на бумаге», где совместно с Заказчиком и другими подрядчиками обсуждаются все запланированные производственные процессы, естественно, на постоянной основе проговариваются правила производственной и промышленной безопасности.



ФАКТЫ

За 19,6 суток
реализована с опережением срока проходка скважины по стволу протяженностью 4202 м с отходом от вертикали 1688 м

Немаловажно и своевременное техническое обслуживание оборудования, согласно графику ППР, ну и, безусловно, большое значение имеет наличие нового бурового оборудования: буровой ключ АКБ-4, и узел ВСП DQ 7020 также сыграли значимую роль», – рассказал **мастер буровой НФ АО «ССК» Александр Александрович**.

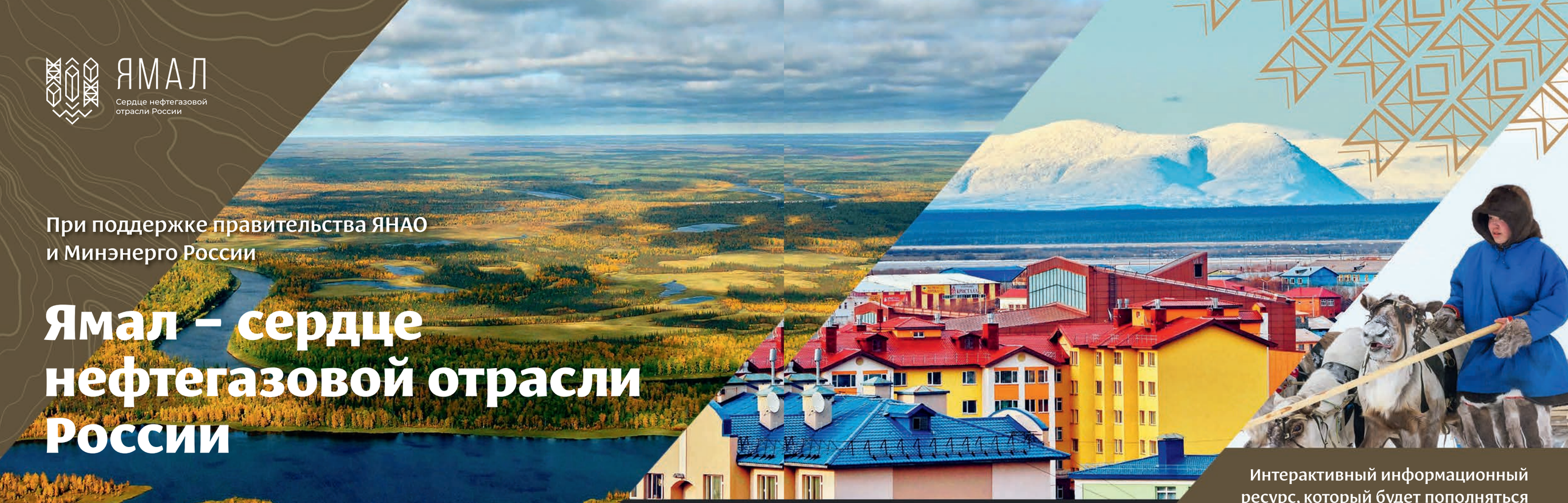
АО «Сибирская Сервисная Компания» имеет колоссальный опыт в области реализации нефтесервисных услуг и все необходимые ресурсы, что позволяет успешно справляться со сложными задачами и отвечать вызовам времени», – подытожил **заместитель директора по бурению НФ АО «ССК» Андрей Аверченко**. ●

Keywords: *Siberian Service Company, drilling, well with vertical deviation, oilfield services, Southern part of the Priobskoye field.*

ЯМАЛ
Сердце нефтегазовой отрасли России

При поддержке правительства ЯНАО и Минэнерго России

Ямал – сердце нефтегазовой отрасли России



Медиапроект приурочен к 90-летнему юбилею ЯНАО – крупнейшего нефтегазодобывающего региона нашей страны

Интерактивный информационный ресурс, который будет пополняться на протяжении всего юбилейного года

Интересный и познавательный контент о добычи нефти и газа в регионе для широкой аудитории



Интерактивная карта

Основные месторождения углеводородов, компании ТЭК, крупнейшие предприятия, объекты транспортировки и другие элементы нефтегазового комплекса региона

Статьи и интервью

Редакционные статьи и новости региона, актуальные интервью с представителями власти и руководителями крупнейших отраслевых компаний, работающих на Ямале

Компании

Материалы компаний, которые вносят существенный вклад в развитие нефтегазовой промышленности региона

Экспертные комментарии

Инвестиционные проекты ЯНАО

Объекты малых народов Севера

Медиапроект находится в открытом доступе на www.yanao.neftegaz.ru



КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС –

обязательный фактор эффективности и надежности оборудования газоподготовки

ЭФФЕКТИВНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОПОДГОТОВКИ И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НАПРЯМУЮ ЗАВИСИТ ОТ ВАЖНЕЙШЕГО ФАКТОРА – КАЧЕСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО СЕРВИСА. В ГРУППЕ ЭНЕРГАЗ ЭТИ ЗАДАЧИ РЕШАЕТ СЕРВИСНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН, СОЗДАННЫЙ В 2008 ГОДУ. С НАМИ БЕСЕДОВАЛ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР КОМПАНИИ СЕРВИСЭНЕРГАЗ АЛЕКСАНДР КРАМСКОЙ

THE EFFICIENCY AND RELIABILITY OF THE GAS TREATMENT AND GAS SUPPLY PROCESSING EQUIPMENT DIRECTLY DEPENDS ON THE MOST ESSENTIAL FACTOR – QUALITY TECHNICAL SERVICE. IN THE ENERGAS GROUP, THESE TASKS ARE SOLVED BY THE SERVICE AND TECHNICAL DIVISION, CREATED IN 2008. ALEXANDER KRAMSKOY, GENERAL DIRECTOR OF SERVISENERGAZ, TALKED TO US

Ключевые слова: *газоподготовка, технический сервис, газоснабжение, монтажные и инженерные работы, комплектующие.*

УДК 662.767



Александр Крамской
генеральный директор ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

– Александр Александрович, какие приоритеты и возможности в сервисе технологического оборудования газоподготовки и газоснабжения Вы можете отметить?

– Без комплексной подготовки исходный газ не получит расчетных параметров по чистоте, влажности, температуре, давлению и расходу. Будь то в электроэнергетике, нефтегазовой сфере или в иной газоиспользующей отрасли. В энергетике, к примеру, под вопрос ставится надежная эксплуатация энергоагрегатов с заложенными в них проектными возможностями. Это понятная для профессионалов прямая зависимость.

Поэтому мы внимательно анализируем динамику действий наших партнеров по поддержанию работоспособности технологического оборудования. С удовлетворением констатирую, что все больше эксплуатантов осознают ущербность «экономии» на сервисе. Большинство из них видит пагубность подхода «когда сломается, тогда и починим». Ведь своевременный регламент установок газоподготовки дает явные выгоды. Главное – гарантируется назначенный ресурс самих установок и бесперебойная работа сопряженного оборудования на всем объекте.

Теперь о наших возможностях. Во-первых, СервисЭНЕРГАЗ готов предоставить свой опыт всем заинтересованным эксплуатирующим предприятиям. В основе нашей работы лежит принцип профессиональной специализации. У нас в статусе инженерных департаментов согласованно действуют четыре подразделения: строительно-монтажное, запуска, сервисное и ремонтное.



ФОТО 1. Регулярное плановое ТО обходится значительно дешевле, чем серьезный ремонт при неожиданной поломке

В итоге мы осуществляем весь спектр технических мероприятий: шеф-монтажные и шеф-инженерные работы; подготовка оборудования к пуску (наладка и испытания); техобслуживание в гарантийный период; сервисная поддержка в послегарантийный период; технический аудит; модернизация; локальный ремонт; капремонт с демонтажом техники; технические консультации и обучение эксплуатационного персонала заказчика; реконструкция оборудования с учетом новых условий эксплуатации; комплексная реконструкция неисправного оборудования; поставка и замена запчастей, комплектующих и расходных материалов.

– А каков масштаб применения этих возможностей?

– Весь сервисный процесс основан на организационном и инженерном опыте, накопленном Группой ЭНЕРГАЗ при выполнении и сопровождении 153 энергетических и нефтегазовых проектов на территории 37 регионов России и стран СНГ.

Начиная с 2007 года введено 295 технологических установок. География проектов – от Сахалина до Калининграда. Наше оборудование действует на Дальнем Востоке (фото 2), в Сибири и на Крайнем Севере, в южных и центральных регионах страны, в Москве и Санкт-Петербурге, а также за пределами страны – в республиках Беларусь, Узбекистан и Казахстан.

Назову такие данные – к марту 2020 года общая наработка всех действующих установок «ЭНЕРГАЗ» превысила 13 млн часов. Ежегодно вводятся в эксплуатацию десятки новых установок газоподготовки. Естественно, что для их нормальной эксплуатации и полной выработки ресурса требуется своевременное техобслуживание, а при необходимости – модернизация, текущий или капитальный ремонт.

Мобильные бригады СервисЭНЕРГАЗа базируются в Москве, Белгороде и Сургуте. Сервисные специалисты обладают уникальным опытом выполнения работ на особо опасных и технически сложных объектах – на технологическом оборудовании, поставляемом как ЭНЕРГАЗом, так и другими производителями.

В прошлом году наши инженеры осуществили свыше 300 выездов на различные площадки, включая удаленные и труднодоступные.

– О таком опыте, пожалуйста, подробнее.

– На первое место поставлю проекты модернизации. Бывают ситуации, когда модернизация дает единственную возможность обеспечить штатную эксплуатацию и заявленные технические характеристики, а то и вовсе – работоспособность оборудования.

Например, основу компрессорной станции №4 «Западный Тэбук» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» составляют установки одного из российских производителей. Так вот, эти установки настолько часто выходили из строя, что эксплуатирующая



ФОТО 2. Комплексное обслуживание технологических установок «ЭНЕРГАЗ» на площадке ГТУ-ТЭЦ «Восточная» во Владивостоке

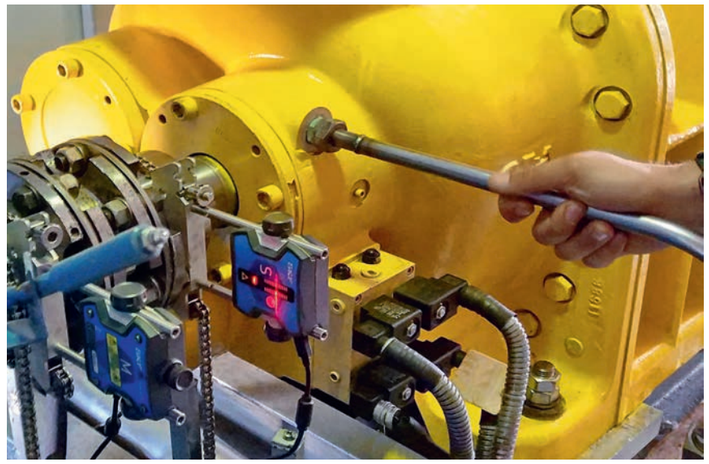


ФОТО 3. Настройка компрессорного оборудования КС №4 «Западный Тэбук» после модернизации

компания вынужденно внесла их капитальный ремонт в ежегодные планы обязательных сервисных работ. А ведь КС № 4 – это важный элемент добывающей и генерирующей инфраструктуры региона. Станция компримирует попутный нефтяной газ, поступающий с Пашнинского, Савиноборского и Н. Одесовского месторождений. В сутки утилизируется порядка 100 тысяч кубометров газа. Сжатый ПНГ закачивается в транспортный трубопровод до Сосногорской ТЭЦ, где используется в качестве топлива для турбин.

Нас пригласили помочь разобраться в ситуации. Эксперты СервисЭНЕРГАЗа обследовали оборудование и выявили две основные проблемы, возникшие из-за ошибок в проектировании: 1) смазывающее масло, поступающее в винтовые компрессоры, имело критически низкую температуру, что постоянно приводило к «слизыванию» подшипников скольжения с последующим повреждением основных компонентов компрессоров; 2) фактические характеристики установок по входному давлению и давлению нагнетания газа не соответствовали требуемым параметрам на объекте. В совокупности это стало причиной аварийных остановов, особенно в холодное время года.

В первую очередь, мы модернизировали маслосистему, установили байпас теплообменника и обеспечили возможность быстрого пуска в зимний период. Уменьшили степень сжатия рабочей среды. Расширили диапазон температур масла и компримируемого газа, внесли новые уставки, усовершенствовали систему охлаждения компрессорных установок. Обновили программное обеспечение САУ. Параллельно выполнили капитальный ремонт компрессоров (фото 3).

В итоге, на протяжении вот уже двух лет эксплуатация этого оборудования не вызывает нареканий. Надежность агрегатов поддерживается в штатном режиме – путем планового ТО, проводимого нашими сервисными инженерами.



ФОТО 4. В рамках технического переоснащения ГТЭС-25П в Уфе СервисЭНЕРГАЗ установил высокоэффективную систему фильтрации топливного газа

– Это пример из нефтегазовой отрасли. А что на объектах электроэнергетики?

– Скажу о проекте, выполненном на производственной площадке ТЭЦ-1 Уфимской ТЭЦ-4 (ООО «Башкирская генерирующая компания»). Здесь мы провели техническое переоснащение газотурбинной электростанции ГТЭС-25П в части газоподготовки и топливоснабжения.

На первом этапе модернизировали питающий трубопровод, оснастили его высокоэффективной системой фильтрации (фото 4). Степень очистки газа – 100% для частиц величиной более 5 микрон. Пропускная способность – 7600 м³/ч. По технологической схеме газоподготовки новая система установлена перед дожимной компрессорной станцией (ДКС), которая обеспечивает компримирование газа и его подачу в турбину ГТЭС.

Второй этап проекта – это работы по модернизации и приведению ДКС к современным стандартам производства и эксплуатации газокомпрессорной техники. Установлен новый винтовой маслозаполненный компрессор – основной элемент ДКС. Усовершенствована



ФОТО 5. Демонтаж оборудования газоподготовки в ходе ремонтных работ на ПГУ-225 Сызранской ТЭЦ



ФОТО 6. Контрольно-ревизионные работы (технический аудит)

двухуровневая система регулирования производительности. Модернизирована маслосистема ДКС, в ней теперь используется сложноэфирное синтетическое масло ESTSYN CE, специально созданное для установок на базе винтовых компрессоров.

Система охлаждения ДКС модернизирована с целью снижения перепада температур компримированного газа и масла в маслосистеме. Обновленная система автоматизированного управления ДКС реинтегрирована с верхним уровнем АСУ ТП электростанции. Добавлены уставки и защиты. Выполнена опрессовка ДКС азотом – проверка всех узлов и соединений на герметичность.

На заключительном этапе (после пусконаладочных работ и собственных испытаний) тестировали оборудования под нагрузкой, в сопряжении с газотурбинной установкой. Делали это ступенчато при различных режимах мощности турбины – от 2 до 22 МВт.

– На чем еще делает акценты СервисЭНЕРГАЗ?

– Это текущие (локальные) и капитальные ремонты. В январе этого года на парогазовом энергоблоке ПГУ-225 Сызранской ТЭЦ завершена плановая инспекция типа «С» газовых турбин. Подачу топлива в турбины PG6111FA здесь осуществляет система в составе пункта подготовки газа и компрессорной станции из трех установок.

Перерыв в работе ПГУ дал нам время для капремонта газокомпрессорных установок №1 и №3 (фото 5). Специалисты СервисЭНЕРГАЗа заменили винтовые компрессоры, провели локальные ремонтно-восстановительные работы, заменили расходные материалы, в том числе газовые фильтры 1-й и 2-й ступеней очистки и масляные фильтры, произвели замену прежнего масла на масло нового поколения ESTSYN CE, провели опрессовку установок и предпусковые испытания.

Кстати замечу, что мы работаем исключительно с оригинальными запчастями и расходниками. Так как поставляемое Группой ЭНЕРГАЗ оборудование спроектировано настолько точно, что применение аналогов с неподтвержденными характеристиками ведет к поломкам техники.

Как правило, ремонту предшествуют контрольно-ревизионные работы (фото 6). Один из последних примеров – это технический аудит вакуумных компрессорных станций (ВКС) на ряде объектов АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» в Ямало-Ненецком автономном округе. По результатам инспекции были составлены дефектные ведомости, даны рекомендации по замене неисправных и выработавших свой ресурс узлов и элементов, предложен план проведения локального и капитального ремонта ВКС. Всего наши эксперты проверили четыре станции.

Технические инспекции проводятся не только на действующем оборудовании. В конце прошлого года нам доверили ревизию мембранной установки регенерации пропилена на нефтехимическом предприятии «СИБУР Тобольск». Уже в нынешнем марте СервисЭНЕРГАЗ завершил реконструкцию и предпусковую подготовку, а в начале мая ввел это сложнейшее оборудование в эксплуатацию.

Честно говоря, этот проект стал для нас профессиональным вызовом. Пуску установки в Тобольске предшествовали доскональная проработка проекта, комплекс ремонтных, модернизационных и наладочных работ, а также цикл испытаний.

Мы привлекли к работе исключительно высшее техническое звено компании – ведущих инженеров и инженеров-экспертов, проект постоянно курировал наш главный инженер. На различных этапах неоценимый вклад внесли специалисты заказчика – ООО «СИБУР Тобольск», изготовителя установки – BORSIG, нашего швейцарского партнера – компании Enerproject SA. В целом, данный проект заслуживает, конечно, отдельного разговора.

Вообще, с инженерно-технической точки зрения интересны именно комплексные задачи. Как пример – реконструкция пусковой компрессорной установки для газотурбинной ЭС Восточно-Перевального месторождения (фото 7). Мы последовательно выполнили ее ремонт, модернизацию маслосистемы, замену винтового маслозаполненного компрессора. Новый агрегат дополнительно оснастили системой мониторинга за температурой подшипников

скольжения и системой контроля осевого сдвига винтов компрессора. Установили новое программное обеспечение, подключили и настроили САУ, провели пусконаладку КУ. Ввод оборудования состоялся после собственных испытаний и 72-часовой комплексной проверки в составе ГТЭС.

– Как видим, кадры решают все. Что нового в этой работе?

– Из года в год у нас растет число сервисных проектов, связанных с оборудованием других производителей. Значительно увеличивается объем работ и возникает новая специфика. Отсюда особую актуальность приобретают вопросы профессионального совершенствования наших инженеров, повышения качества технических услуг, отбора новых квалифицированных кадров.

И здесь мы основательно рассчитываем на Ремонтно-учебный центр – РУЦ, который строится на производственной площадке Группы ЭНЕРГАЗ в Белгороде.

– Расскажите подробнее.

– Ремонтный цех создается путем модернизации существующего ремонтного предприятия. На этапе проектирования мы тщательно изучили опыт ведущих мировых производителей винтовых компрессоров. Обновляемый цех комплектуется новым



ФОТО 7. Пусковая установка для ГТЭС Восточно-Перевального м/р. Закладка элементов маслосистемы после промывки и модернизации

оборудованием, современными станками и сборочно-разборочными механизмами, специальными устройствами и инструментами. Возрастут площади склада оригинальных запчастей и комплектующих. Одновременно оптимизируем регламенты восстановительных работ и расширяем диапазон ремонтируемой техники.

На тренажерный комплекс возлагаем функции обучения и повышения квалификации. Его структура совмещает теоретические и практические сегменты.



ФОТО 8. ДКС топливного газа Грозненской ТЭС. Замена фильтрующих элементов сепаратора 1-й ступени очистки

Площадка практического обучения оборудуется аналогами элементов и систем установок газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», действующих на объектах.

С открытием собственного Ремонтно-учебного центра возникает новое качество обучения пришедших к нам механиков и инженеров первичного уровня – для их допуска к самостоятельной полевой работе. Что касается наших опытных и зарекомендовавших себя специалистов, то РУЦ открывает перспективы для совершенствования действующей системы повышения квалификации и периодической аттестации сотрудников. Это, в свою очередь, обеспечивает лучшим работникам карьерный рост в структуре предприятия и дает возможность получения высоких должностей инженеров 1-й категории, ведущих инженеров, инженеров-экспертов.

Также планируем организовывать на базе РУЦ стажировки студентов профильных специальностей технических ВУЗов – конечно, в расчете на будущее достойное пополнение.

– Александр Александрович, вы приоткрыли будущее компании. В чем залог успешности этого будущего?

– Известно, что критерий истины – это практика. Наш опыт убеждает, что регулярное поддержание рабочего состояния оборудования и профилактика неисправностей

обходятся значительно дешевле, чем серьезный ремонт при неожиданной поломке.

Поэтому на взаимовыгодной основе Группа ЭНЕРГАЗ развивает Программу долгосрочных сервисных услуг. С эксплуатирующими компаниями мы подписываем длительные контракты, согласно которым каждое сервисное мероприятие становится для партнера менее затратным, чем аналогичные работы, выполненные разово или, тем более, в авральном порядке. В этом состоит наш расчет на общий профессиональный успех.

Показательный пример – обслуживание оборудования топливоснабжения 4-го и 5-го энергоблоков Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, крупнейшего энергоисточника Сахалинской области. На протяжении уже восьми лет мы выполняем здесь сервисные мероприятия на пункте подготовки газа и на пяти двухступенчатых компрессорных установках (фото 9). Регламентные работы осуществляются через каждые 4 000 часов наработки – с последовательным отключением агрегатов, что обеспечивает безостановочную работу электростанции.

– Это направление наверняка требует новых подходов?

– Абсолютно верно, поясню на примере. В январе СервисЭНЕРГАЗ и ЛУКОЙЛ-Коми на три года



ФОТО 9. Капремонт газового компрессора на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1. Работы выполнены в рамках Программы долгосрочного сервиса

продлили долгосрочное соглашение, в рамках которого наши инженеры выполняют комплексное техобслуживание систем газоподготовки и газоснабжения для энергоцентра «Уса» (ГТУ-ТЭЦ на Усинском нефтяном месторождении) и энергоцентра «Ярега» (ГТУ-ТЭЦ на Ярегском нефтетитановом месторождении). Эти многофункциональные системы обеспечивают расчетные параметры топливного газа по чистоте, влажности, температуре, давлению и расходу. В их составе девять установок: два блочных пункта подготовки газа и семь газокомпрессорных станций в арктическом исполнении.

Так вот, для максимального качества исполнения своих обязательств по контракту мы специально создали в структуре СервисЭНЕРГАЗа обособленное подразделение «Ухта». Его сотрудники постоянно находятся на площадках энергоцентров и обеспечивают бесперебойную работу агрегатов газоподготовки (фото 10).

Именно такой подход мы считаем наиболее перспективным, а работу в этом направлении – приоритетной. В ближайших планах предусмотрено создание в структуре компании специальных подразделений, территориально привязанных к кластерам ключевых объектов сервисно-технического сегмента. ●



ФОТО 10. Подразделение «СервисЭНЕРГАЗ-Ухта» обеспечивает бесперебойную эксплуатацию систем газоподготовки на энергоцентрах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

KEYWORDS: *gas treatment, technical service, gas supply, installation and engineering works, components.*

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

СЕТИ ЦИФРОВИЗАЦИИ: ОТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДО ЧЕЛОВЕКА

30 млрд барр.
составит прирост извлекаемых запасов нефти в мире к 2050 году за счет внедрения цифровых технологий

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

Более 50 000 терабайт
информации производит каждый день средний российский НПЗ

80 тыс. датчиков
устанавливается на одной современной платформе

$15 трлн
принесет мировой экономике Интернет вещей к 2030 году

На 2–3 %
должна увеличить производительность цифровая трансформация НПЗ и принести экономический ежегодный суммарный эффект для компании в 3 млрд руб.

С 1970-х годов
автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) внедряются на НПЗ

До 85 %
снижаются затраты на эксплуатацию трубопроводов при использовании беспилотных аппаратов

На 7 %
возможно достичь увеличения объема выработки и выхода продуктов благодаря использованию цифровых двойников

80 %
нефтегазовых компаний используют цифровые технологии в добыче, что повышает их эффективность на 10–50%

Технологии будущего



ADVANCED PROCESS CONTROL
системы усовершенствованного управления технологическим процессом и аналитические решения, использование которых в наибольшей степени влияет на рост прибыльности в нефтепереработке. Именно в эти системы перерабатывающие предприятия планируют инвестировать средства, выделенные на внедрение цифровых технологий

ПРЕСКРИПТИВНАЯ (ПРЕДПИСЫВАЮЩАЯ) АНАЛИТИКА
перспективная альтернатива традиционному календарному подходу к техническому обслуживанию промышленных активов

NETWORKS OF INDUSTRY COOPETITION
сети отраслевой кооперации. Этот новый тренд означает трансформационные изменения, основанные на объединении всех элементов производственно-сбытовой цепи на общей платформе

CONNECTED WORKER
Подключенный работник – «подключение» работника к общей сети, что дает возможность отслеживать его местонахождение, перемещения и обеспечивать безопасность и эффективную работу

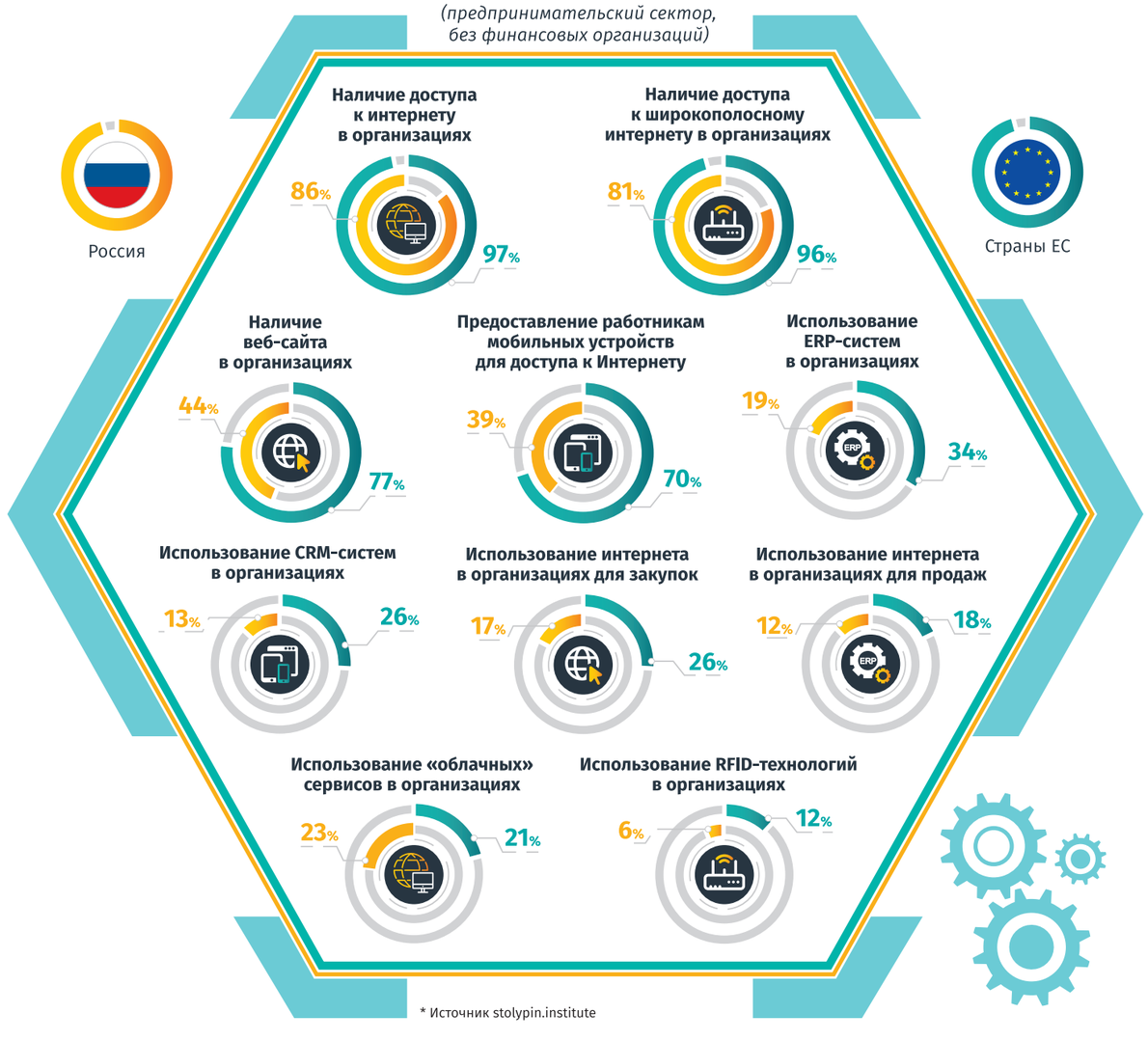
Доля цифрового сектора в ВВП, %



Проникновение цифровых технологий в бизнес

% предприятий

(предпринимательский сектор, без финансовых организаций)



* Источник stolypin.institute

ЭЛЕКТРОКОАЛЕСЦЕР ДЛЯ ОБРАБОТКИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ КОНСТРУКЦИИ ООО «ХИММАШ-АППАРАТ»

Агауров Сергей Юрьевич
генеральный директор ООО «ХИММАШ-АППРАТ»

Гуськов Павел Олегович
главный технолог ООО «ХИММАШ-АППРАТ»

УДК 621

В 2019 Г. КОМПАНИЯ ХИММАШ-АППАРАТ УСПЕШНО ПРОВЕЛА ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ (ОПИ) ПИЛОТНОЙ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОКОАЛЕСЦИРУЮЩЕГО АППАРАТА ЭК-800 СОБСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА НА ПЛОЩАДКЕ ПУНКТА ПОДГОТОВКИ И СБОРА НЕФТИ (ППСН) «ЯРЕГА» ПРИ УЧАСТИИ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО «РЯНМ», ЦЕХА ПО ПОДГОТОВКЕ И ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ (ЦППН) НЕФТЕШАХТНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ (НШПП) «ЯРЕГАНЕФТЬ» ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» И «ПЕРМНИПИНЕФТЬ» ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ». ТЕМПЕРАТУРА НЕФТИ В ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ОПИ СОСТАВЛЯЛА ОТ 45 ДО 50 °С

IN 2019, KHIMMASH-APPARAT SUCCESSFULLY CONDUCTED PILOT TESTING OF THE PILOT INSTALLATION OF THE EK-800 ELECTROCOALESCING APPARATUS OF ITS OWN PRODUCTION AT THE YAREGA OIL PREPARATION AND GATHERING POINT (OPGP) SITE WITH THE PARTICIPATION OF SPECIALISTS FROM THE PRODUCTION ASSOCIATION RYANM, CENTRAL PROCESSING FACILITY OF THE NEFTESHAKHTNOGO YAREGANEFT ENTERPRISE, LLC LUKOIL-KOMI LLC AND PERMNIPINEFT, LLC LUKOIL-ENGINEERING. THE TEMPERATURE OF THE OIL DURING THE PERIOD OF THE PILOT TESTING WAS FROM 45 TO 50 °C

Ключевые слова: *установка электрокоалесцирующего аппарата, пункт подготовки и сбора нефти, оборудование для нефтегазоперерабатывающих предприятий, инжиниринговые и сервисные услуги, строительно-монтажные работы.*

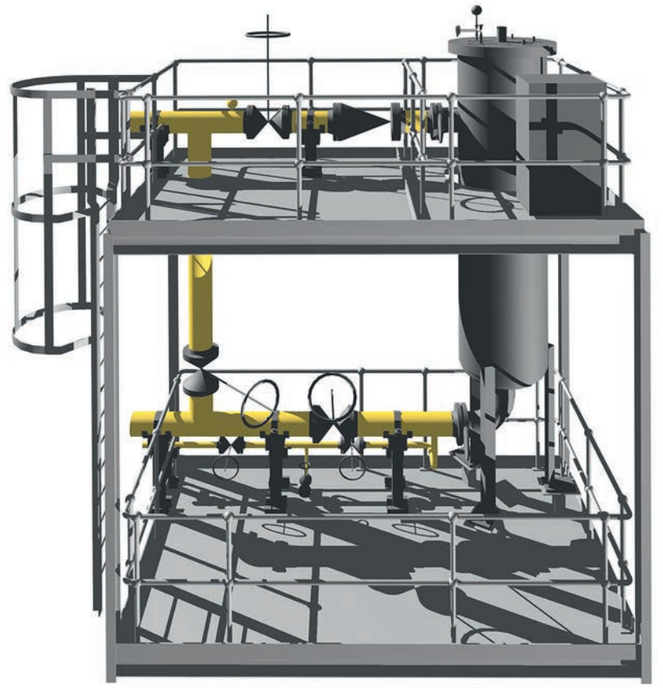
ХИММАШ-АППАРАТ – российская промышленно-инжиниринговая компания, крупнейший в России производитель сложного технологического оборудования для нефте-газоперерабатывающих предприятий. Компания основана в 2009 году и за время существования при выполнении своей миссии оказывает содействие модернизации и инновационному развитию промышленных предприятий, развивая не только инновационные технологии, но и пути решения важнейших технологических задач. Ключевыми направлениями деятельности компании ХИММАШ-АППАРАТ являются разработка, проектирование, изготовление и поставка сложного технологического оборудования. Помимо производства оборудования, компания предоставляет своим клиентам полный комплекс инжиниринговых и сервисных услуг, ПНР, ШМР, строительно-монтажные работы

Основные технические характеристики электрокоалесцера ЭК-800:

Блок электрокоалесцера ЭК-800 состоит из корпуса, установленного на рамном основании, внутри которого смонтирован полочный электрод, подключенный к высоковольтному источнику питания ИПМ-25/15 и управляемый с блока управления БУ-02.

Необходимость применения электрокоалесцера вызвана уникальными особенностями нефти, добываемой на Ярегском месторождении, и термошахтного способа добычи: в целях снижения вязкости тяжелой нефти пласт обрабатывается разогретым паром, что приводит к насыщению углеводородов мелкими каплями воды. При этом образовавшиеся капли воды окружены бронирующей оболочкой, которая препятствует укрупнению капель и обезвоживанию нефти в процессе ее подготовки.

Преимущество данного типа коалесцера в применении электромагнитного поля в процессе сепарации сред. Электромагнитное поле, создаваемое в коалесцере, разрушает такие эмульсии, чего невозможно добиться классическими методами. Под действием электромагнитного поля устойчивые поверхностные пленки глобул воды становятся нестабильными и разрушаются, капли объединяются в более крупные (формируют слой сплошной водной фазы и оседают



в отстойнике). В свою очередь, образование капель воды с большим радиусом в эмульсии позволяет сократить время разделения эмульсии. Время разрушения эмульсии сокращается на два порядка, а также уменьшается объем (длина) отстойника.

В рамках испытаний проведены подготовительные работы и пробный пуск электрокоалесцера, отработаны режимы эксплуатации электрокоалесцера с различной производительностью, обводненностью стабильной эмульсии и напряженностью электрического поля. Эффективность работы электрокоалесцера оценивалась по результатам исследований отстаивания «холостой», не обработанной электрическим полем, пробы нефтяной эмульсии, отобранной на выходе из аппарата.

Основные результаты опытно-промышленных испытаний электрокоалесцера ЭК-800 привели к следующим выводам:

- Применение электрокоалесцера ЭК-800 конструкции ООО «ХИММАШ-АППАРАТ» позволяет снизить обводненность высоковязкой тяжелой нефти, сократить время процесса сепарации и увеличить производительность отстойника (на основании результатов опытно-промышленных испытаний на площадке ППСН «Ярега»);
- Воздействие электрического поля при обработке водонефтяных эмульсий высоковязких нефтей Ярегского месторождения с исходной обводненностью (содержанием воды) от 20 до 45 % масс. в разработанном электрокоалесцере увеличивает динамику отстоя нефти в отстойнике, расположенном после электрокоалесцера в среднем на 63 % при отсутствии реагентной обработки эмульсии деэмульгатором;
- В результате обработки водонефтяной эмульсии Ярегского месторождения в электрокоалесцере наблюдается снижение содержания твердых частиц (солей, механических примесей), стабилизирующих эмульсию, в среднем на 35 % (отн.), что является дополнительным фактором, увеличивающим динамику разрушения эмульсии;
- При изменении производительности электрокоалесцера (сокращении времени пребывания эмульсии в аппарате) эффективность работы сохраняется, что позволяет увеличивать расход нефтяного сырья, напрявляемого в отстойник на стадию выделения водной фазы.

ООО «ХИММАШ-АППАРАТ» предлагает:

- Применение электрокоалесцера собственной конструкции для разрушения:
  - стабильных обратных эмульсий с высоким значением начальной обводненности (до 45 %);
  - обратных водонефтяных эмульсий нефтей с меньшим содержанием природных стабилизаторов и меньшим исходным содержанием водной фазы (например, 0,5–1,0 % масс.), с целью их последующего отстаивания с улучшенной динамикой выделения водной фазы.
- Снижение температуры обработки нефти, затрат электроэнергии и времени отстоя эмульсии, сокращение дозирования деэмульгатора (реагентной обработки) на стадии электрообезвоживания нефти при определенных параметрах эксплуатации аппарата (рабочая температура, максимальное напряжение трансформатора, сила тока, значение максимальной потребляемой мощности).
- Определение режима оптимальной эксплуатации электрокоалесцера при различных значениях начальной обводненности нефти перед пуском аппарата в составе предприятия Заказчика на этапе опытно-промышленных испытаний ОПИ с определением параметров работы (температуры, времени пребывания эмульсии в электрическом поле).
- Пусконаладочные работы и проведение гарантийного пробега поставляемого Заказчику оборудования.

Keywords: *installation of electrocoalescing apparatus, oil preparation and collection point, equipment for oil and gas processing enterprises, engineering and service services, construction and installation works.*

ХИММАШ АППАРАТ®

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ И МИРА

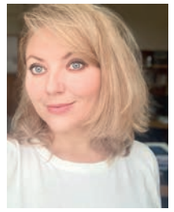
Состояние и перспективы развития



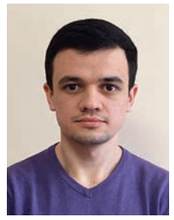
Ахметов Сафа Ахметович
д.т.н., профессор



Мустафин Ильдар Ахатович
к.т.н., доцент



Станкевич Клара Евгеньевна
к.т.н., доцент



Ханов Айдар Рустамович
аспирант



Ганцев Александр Викторович
к.т.н., доцент

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ПОТЕНЦИАЛЫ СТРАН В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ. ПРОИЗВЕДЕНА ОЦЕНКА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА, А ТАКЖЕ УРОВНИ ИХ ДОБЫЧИ В РАЗНЫХ СТРАНАХ. РАССМОТРЕНО ИЗМЕНЕНИЕ МИРОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА И РОЛЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ В БУДУЩЕМ. ОЦЕНЕНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

THIS ARTICLE ANALYZES THE POTENTIALS OF COUNTRIES IN THE OIL AND GAS SECTOR. OIL AND GAS RESERVES WERE ESTIMATED, AS WELL AS THEIR PRODUCTION LEVELS IN DIFFERENT COUNTRIES. CHANGES IN THE WORLD ENERGY BALANCE AND THE ROLE OF HYDROCARBONS IN THE WORLD ENERGY IN THE FUTURE ARE CONSIDERED. THE PROSPECTS OF RUSSIA IN THE OIL AND GAS SECTOR ARE ESTIMATED

Ключевые слова: *нефть, газ, уголь, добыча, запасы, ископаемые.*

УДК 553.04

Главную роль в обеспечении энергией принадлежит природным энергоносителям. К природным энергоносителям относятся нефть, природный газ, каменные угли и бурые угли, сланцы и природные битумы, а также сырье ядерной энергетики – уран. Все это – не возобновляемые источники энергии. К возобновляемым энергоресурсам относятся солнечное излучение, энергия ветра, падающей воды, морских приливов и отливов, а также биоресурсы.

Совокупность отраслей промышленности, занятых добычей, транспортировкой и переработкой различных видов горючих ископаемых, а также выработкой, преобразованием и распределением различных видов энергии (тепловой, электрической и др.), называют топливно-энергетическим комплексом (ТЭК). ТЭК включает топливную (нефтяную, газовую и угольную), нефтеперерабатывающую, нефтехимическую и энергетическую (тепло-, гидро- и атомную) промышленности.

ТЭК является основой современной мировой экономики. Уровень развития ТЭК отражает социальный и научно-технический прогресс в стране. Действительно, трудно представить жизнь человека без топлива, энергии, света, тепла, связи, радио, телевидения, транспорта, бытовой техники и т.д. Без энергии невозможно развитие кибернетики, средств автоматизации, вычислительной и космической техники. Естественно, поэтому потребление энергии и соответственно энергоресурсов непрерывно возрастало и особенно бурно – в XX веке [1].

Около 90 % извлекаемых запасов органических горючих ископаемых мира составляют твердые горючие ископаемые – каменные и бурые угли, антрацит, сланцы, битумы, торф и др. Роль и значение их по сравнению с жидкими и газообразными горючими были преобладающими до середины нынешнего столетия и остаются весьма значительными в мировой экономике. Основная доля твердых горючих ископаемых продолжает использоваться как энергетическое топливо. Наиболее массовый продукт химической переработки угля – кокс – является основой черной и цветной металлургии. А из жидкой части – смолы – получают большой ассортимент ценных коксохимических продуктов: красители, лаки, удобрения, взрывчатые вещества, лекарства, пропитывающие и связующие пеки и углеродные электродные и графитовые изделия и др. [1].

Роль основных энергоносителей принадлежит нефти и газу. Нефть и газ – это уникальные и исключительно полезные ископаемые. Продукты их переработки применяют практически во всех отраслях промышленности, на всех видах транспорта, в военном и гражданском строительстве, сельском хозяйстве, энергетике, в быту и т.д. Из нефти и газа вырабатывают в больших количествах разнообразные химические материалы, такие, как пластмассы, синтетические волокна, каучуки, лаки, краски, моющие средства, минеральные удобрения и многое другое. Нефть и газ определяют не только экономику и технический потенциал, но часто и политику государства [2].

Однако необходимо отметить, что использование полезных ископаемых в энергетических целях оказывает негативное воздействие на природу:

- механическое загрязнение воздуха, воды и земли твердыми частицами (пыль, зола);
- химическое, радиоактивное, ионизационное, тепловое, электромагнитное, шумовое и другие виды загрязнений;
- расход больших количеств воды, земли и кислорода воздуха;
- глобальный парниковый эффект, постепенное повышение средней температуры биосферы Земли и опасность катастрофы на планете.

На рисунках 1 и 2 показано изменение мирового энергетического баланса на период 1970–2040 гг. [3].

Анализируя диаграммы и прогноз компании Shell до 2050 года [4], можно отметить, что доля угля в мировом энергетическом балансе будет постепенно снижаться,

РИС. 1. Изменение мирового потребления первичной энергии по топливам

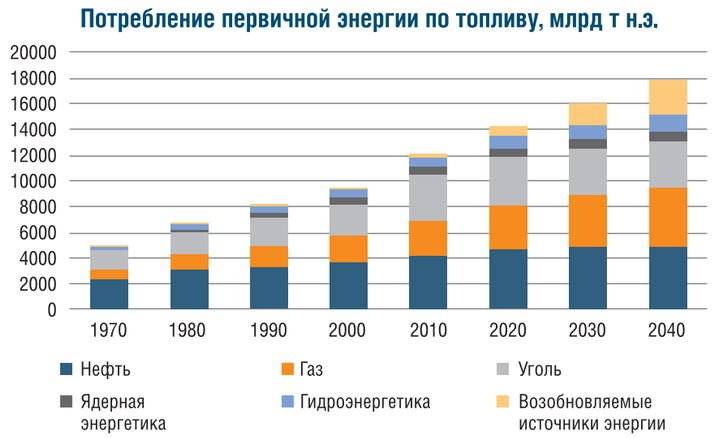


РИС. 2. Изменение доли первичных источников энергии в мировом потреблении





ТАБЛИЦА 1. Доказанные запасы нефти в странах, обладающих наибольшими запасами [5]

№ п/п	Страна	Запасы, млрд барр.	Запасы, млрд т	Доля в мире, %
1	Венесуэла	300,3	48,0	17,5
2	Саудовская Аравия	297,7	40,9	17,2
3	Канада	167,8	27,1	9,7
4	Иран	155,6	21,4	9,0
5	Ирак	147,2	19,9	8,5
6	Россия	106,2	14,6	6,1
7	Кувейт	101,5	14,0	5,9
8	Объединенные Арабские Эмираты	97,8	13,0	5,7
9	США	61,2	7,3	3,5
10	Ливия	48,4	6,3	2,8
11	Нигерия	37,5	5,1	2,2
12	Казахстан	30,0	3,9	1,7
13	Китай	25,9	3,5	1,5
14	Катар	25,2	2,6	1,5
15	Бразилия	13,4	2,0	0,8
16	Алжир	12,2	1,5	0,7
17	Ангола	8,4	1,1	0,5
18	Мексика	7,7	1,1	0,4
19	Азербайджан	7,0	1,0	0,4
20	Эквадор	2,8	0,4	0,2
Общемировые запасы		**1729,7**	**244,1**	**100**

ТАБЛИЦА 2. Уровень добычи нефти основными нефтедобывающими странами мира в 2018 году

№ п/п	Страна	Добыча, млн т в год	Доля в мире, %
1	США	669,4	15,0
2	Саудовская Аравия	578,3	12,9
3	Россия	563,3	12,6
4	Канада	255,5	5,7
5	Ирак	226,1	5,1
6	Иран	220,4	4,9
7	Китай	189,1	4,2
8	Объединенные Арабские Эмираты	177,7	4,0
9	Кувейт	146,8	3,3
10	Бразилия	140,3	3,1
11	Мексика	102,3	2,3
12	Нигерия	98,4	2,2
13	Казахстан	91,2	2,0
14	Норвегия	83,1	1,9
15	Катар	78,5	1,8
16	Венесуэла	77,3	1,7
17	Ангола	74,6	1,7
18	Алжир	65,3	1,5
19	Великобритания	50,8	1,1
20	Оман	47,8	1,1
Общемировая добыча		**4474,3**	**100**

ТАБЛИЦА 3. Доказанные запасы газа в странах, обладающих наибольшими запасами [6]

№ п/п	Страна	Запасы, трлн м³	Доля в мире, %
1	Россия	50,508	24,9
2	Иран	33,899	16,7
3	Катар	23,846	11,7
4	США	13,554	6,7
5	Туркменистан	9,805	4,8
6	Саудовская Аравия	9,069	4,5
7	Объединенные Арабские Эмираты	6,091	3,0
8	Нигерия	5,675	2,8
9	Венесуэла	5,674	2,8
10	Алжир	4,504	2,2
11	Ирак	3,729	1,8
12	Австралия	3,175	1,6
13	Китай	2,856	1,4
14	Индонезия	2,841	1,4
15	Малайзия	2,471	1,2
16	Египет	2,221	1,1
17	Норвегия	2,210	1,1
18	Канада	2,049	1,0
19	Казахстан	1,885	0,9
20	Кувейт	1,784	0,9
Общемировые запасы		**203,229**	**100**

ТАБЛИЦА 4. Уровень добычи газа основными газодобывающими странами мира в 2018 году [6]

№ п/п	Страна	Добыча, млрд м³	Доля в мире, %
1	США	863,415	21,8
2	Россия	690,349	17,5
3	Иран	248,524	6,3
4	Канада	189,488	4,8
5	Катар	181,594	4,6
6	Китай	150,168	3,8
7	Австралия	130,535	3,3
8	Норвегия	126,415	3,2
9	Саудовская Аравия	118,000	3,0
10	Алжир	95,898	2,4
11	Туркменистан	80,742	2,0
12	Индонезия	69,862	1,8
13	Малайзия	63,588	1,6
14	Египет	62,271	1,6
15	Узбекистан	53,040	1,3
16	Объединенные Арабские Эмираты	47,624	1,2
17	Тринидад и Тобаго	45,215	1,1
18	Нигерия	44,251	1,1
19	Нидерланды	42,715	1,1
20	Великобритания	40,658	1,0
Общемировая добыча		**3951,936**	**100**

а востребованность в природном газе будет только возрастать. Также значительно вырастет доля возобновляемых источников энергии. Доля нефти будет незначительно сокращаться и к 2040 году может упасть до 27%, хотя доля нефти в мировом энергетическом балансе останется наибольшей. Стоит отметить тенденцию на увеличение спроса на энергию: так, в 1970 году суммарное потребление энергии составляло 4876 млн т н.э. (тонна нефтяного эквивалента), а в 2020 году уже 14 304 млн т н.э. и со временем спрос будет только увеличиваться. В целом большую часть спроса на энергию в будущем, также как и в прошлом, будут удовлетворять полезные ископаемые.

В таблицах 1–6 приведены последние статистические данные от компании British Petroleum по извлекаемым мировым запасам и объемам добычи нефти и угля, и последние статистические данные ОПЕК по извлекаемым мировым запасам и объемам добычи газа.

Наибольшие запасы нефти в мире принадлежат странам ОПЕК, а также Канаде и России.

Лидером по запасам нефти является Ближний Восток. На долю ближневосточных стран приходится 48,3% мировых запасов нефти. Достаточно большие запасы нефти имеются в некоторых африканских странах, таких как Ливия, Нигерия, Алжир и Ангола. На американском континенте, кроме Венесуэлы и Канады, большими нефтяными запасами обладают США, Бразилия, Мексика и Эквадор. В Азиатско-Тихоокеанском регионе наибольшие запасы нефти принадлежат Китаю, гораздо меньшими запасами владеют Индонезия, Индия, Малайзия, Вьетнам и Австралия (суммарно 2,4 млрд т или 19,1 млрд баррелей). Скудными запасами обладают страны Европы, лидером по запасам в которой является Норвегия (1,1 млрд т или 8,6 млрд баррелей). Россия по извлекаемым запасам нефти располагается на шестом месте.

В странах СНГ, кроме России, ресурсы нефти имеются у Казахстана (3,9 млрд т или 30 млрд баррелей) и Азербайджана (1 млрд т или 7 млрд баррелей).

ТАБЛИЦА 5. Мировые запасы угля [5]

№ п/п	Страны	Каменный уголь, млн т	Бурый уголь, млн т	Всего, млн т	Доля в мире, %
1	США	220 167	30 052	250 219	23,7
2	Россия	69 634	90 730	160 364	15,2
3	Австралия	70 927	76 508	147 435	14,0
4	Китай	130 851	7968	138 819	13,2
5	Индия	96 468	4895	101 363	9,6
6	Индонезия	26 122	10 878	37 000	3,5
7	Германия	3	36 100	36 103	3,4
8	Украина	32 039	2336	34 375	3,3
9	Польша	20 542	5937	26 479	2,5
10	Казахстан	25 605	–	25 605	2,4
11	Турция	551	10 975	11 526	1,1
12	ЮАР	9893	–	9893	0,9
Общемировые запасы		**734 903**	**319 879**	**1 054 782**	**100**

ТАБЛИЦА 6. Уровень добычи угля в мире в 2018 году [5]

№ п/п	Страны	Добыча, млн т.н.э.	Доля в мире, %
1	Китай	1828,8	46,7
2	США	364,5	9,3
3	Индонезия	323,3	8,3
4	Индия	308,0	7,9
5	Австралия	301,1	7,7
6	Россия	220,2	5,6
7	ЮАР	143,2	3,7
8	Колумбия	57,9	1,5
9	Казахстан	50,6	1,3
10	Польша	47,5	1,2
11	Германия	37,6	1,0
12	Монголия	34,4	0,9
Общемировая добыча		**3916,8**	**100**

Главными нефтедобывающими странами в мире являются США, Саудовская Аравия и Россия.

По ресурсам газа, с большим отрывом от других стран мира, лидируют Россия (50,508 трлн м³), Иран (32,899 трлн м³) и Катар (23,846 трлн м³).

Из ближневосточных стран, кроме Ирана и Катара, крупными ресурсами газа обладают Саудовская Аравия, ОАЭ и Кувейт. На американском континенте достаточно крупными запасами газа владеют США, Канада и Венесуэла. Среди африканских стран достаточно большие запасы газа находятся в Алжире, Египте, Нигерии, и Ливии (1,505 трлн м³).

В Азиатско-Тихоокеанском регионе ресурсами газа располагают Индонезия, Австралия, Китай, Малайзия и Индия. В странах СНГ газовые месторождения, помимо России и Туркменистана, имеются в Азербайджане (1,269 трлн м³), Узбекистане (1,542 трлн м³) и Казахстане (1,885 трлн м³).

По объемам добычи газа в мире в настоящее время со значительным отрывом от других газодобывающих стран лидируют США (863,415 млн м³) и Россия (690,349 млн м³). Большими объемами природный газ

ТАБЛИЦА 7. Извлекаемые запасы сланцевой нефти в странах, обладающих наибольшими запасами

№п/п	Страны	Запасы, млрд баррелей	№п/п	Страны	Запасы, млрд баррелей
1	США	78,2	7	Чад	16,2
2	Россия	75	8	Австралия	15,6
3	Китай	32	9	Венесуэла	13,4
4	Аргентина	27	10	Мексика	13,1
5	Ливия	26	11	Казахстан	10,6
6	Объединенные Арабские Эмираты	22,6	12	Пакистан	9,1
Общемировые запасы, млрд баррелей			**418,9**		

ТАБЛИЦА 8. Извлекаемые запасы сланцевого газа в странах, обладающих наибольшими запасами

№п/п	Страны	Запасы, трлн м^3	№п/п	Страны	Запасы, трлн м^3
1	Китай	31,58	7	Австралия	16,2
2	Аргентина	22,7	8	Южная Африка	15,6
3	Алжир	20,0	9	Россия	13,4
4	США	17,63	10	Бразилия	13,1
5	Канада	16,22	11	Объединенные Арабские Эмираты	10,6
6	Мексика	15,44	12	Венесуэла	9,1
Общемировые запасы			**214,55**		

добывается в Иране, Канаде, Китае, Катаре, Австралии, Норвегии и Саудовской Аравии.

Мировые промышленно извлекаемыми запасами углей оценивается в 1054,782 млрд т, большей частью которых обладают США, Россия, Австралия, Китай и Индия. Крупными ресурсами углей также обладают Германия, Украина, Казахстан, Польша и Индонезия.

С большим отрывом от других стран по добыче угля лидирует Китай (46,7 % от мировой добычи). Другими странами, добывающими уголь в больших количествах, являются США, Индонезия, Индия и Австралия. Также в больших количествах уголь добывается в России и ЮАР.

В последние годы в США активно осваиваются месторождения сланцевой нефти и газа. Согласно данным Управления энергетической информации Министерства энергетики США, в этой стране в 2018 году добывалось 6,5 млн баррелей (или 886,6 тыс. т) сланцевой нефти в день. В данной статье под терминами сланцевая нефть и сланцевый газ мы понимаем легкие нефти и газы низкопроницаемых пород. В таблицах 7 и 8 приведены данные по технически извлекаемым запасам сланцевой нефти и сланцевого газа, согласно информации, приведенной на сайте Управления энергетической информации Министерства энергетики США [7].

Как видно из таблиц 7 и 8, запасы сланцевой нефти и газа в мире значительные. Наиболее крупными ресурсами сланцевой нефти обладают Россия и США. Сообщается об обнаружении в Бахрейне как минимум 80 млрд баррелей сланцевой нефти [8]. Наибольшими запасами сланцевого газа обладает Китай, которому немного уступают Аргентина и Алжир. Запасы технически извлекаемого сланцевого газа немного больше разведанных запасов природного газа. Технология добычи сланцевой нефти и газа гораздо сложнее, чем для нефти и газа, и представляет собой совмещенную технологию горизонтальных скважин и гидроразрыва пласта закачиванием в скважины под большим давлением воды с добавлением химикатов, а также песка. Стоит также отметить, что, помимо извлекаемых запасов сланцевых газов и нефтей, имеется гораздо больше сланцевых газов и нефтей, которые в настоящее время невозможно добыть с использованием существующих технологий.

В течение долгих лет высокий уровень добычи нефти и ее экспорт обеспечивал рост экономики страны. Однако добыча нефти не может способствовать эффективному развитию экономики. Более развитые страны отдают предпочтение переработке нефтей, поскольку продажа высококачественных топлив приносит больше прибыли, чем продажа сырой нефти. В настоящее время Россия отстает по глубине переработки нефти от западных стран. Так, глубина переработки нефти в США составляет около 97 %, а в Западной Европе – 95 %, в то время как в России фактическая глубина переработки составляет около 79 % [9]. Низкая глубина переработки связана с недостатком современных процессов глубокой переработки нефти.

Помимо запасов традиционных и сланцевых нефтей, на планете имеются в больших количествах залежи тяжелых и битуминозных нефтей. Считается, что запасы так называемых нетрадиционных нефтей значительно превосходят запасы традиционных нефтей и составляют около 70 % запасов всех углеводородов [10]. Поэтому при постепенном истощении запасов легких и средних нефтей внимание перейдет к нетрадиционным нефтям.

В России по некоторым данным имеется 6,2 млрд т высоковязких нефтей [11], однако скорее всего их запасов гораздо больше. Также имеются большие запасы битуминозных песков (около 33 млрд т, или 245 млрд баррелей), большая часть которых пока недоступна для добычи. Большие запасы природных битумов, пока что технически не извлекаемых, имеются в алмазоносном и золотоносном Лено-Анабарском междуречье (около 28,5 млрд т, или 212 млрд баррелей) [12].

Еще одним потенциальным углеводородным ресурсом являются горючие сланцы. Нефть из горючих сланцев получают путем термического воздействия на органическую часть горючих сланцев – кероген. Запасы горючих сланцев, в стране эквивалентны 39,4 млрд т (или 248 млрд баррелей) нефти, а мировые запасы нефти, которые можно извлечь из горючих сланцев, оцениваются в 430 млрд т [12].

Такие нефти отличаются повышенной плотностью, вязкостью, коксуемостью, повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых соединений и гетеросоединений, в частности сернистых соединений. Сложность залегания такого сырья, а также сложный состав требуют создания новых технологий их добычи и транспортировки. Переработка такого сырья требует модернизации существующих нефтеперерабатывающих заводов и оснащение их современными процессами, позволяющими эффективно перерабатывать такое тяжелое сырье с получением топлив высокого качества. Некоторые страны, например Канада, уже на протяжении 20 лет эффективно перерабатывают битуминозные пески [13], а доля битуминозных песков в добыче Канады к 2030 году будет составлять 75 % [14].

Таким образом, как минимум ближайшие несколько десятилетий нефть и газ будут оставаться основными энергоносителями в мире. Россия имеет большие запасы нефти и газа, а также нетрадиционных нефтей, таких как тяжелые нефти, битумы и сланцевые нефти, которые позволяют обеспечить стране энергетическую безопасность и хорошую экономику. Для полной реализации нефтегазового потенциала страны необходимо совершенствовать процессы нефтепереработки. Создание новых и модернизация существующих нефтеперерабатывающих мощностей, сделает устойчивой нефтяную промышленность к ухудшающемуся по составу и свойствам углеводородному сырью. Внедрение современных нефтеперерабатывающих процессов позволит получать моторные топлива и смазочные масла высокого качества, которые принесут экономике гораздо больше пользы, чем добыча и экспорт углеводородного сырья.

Литература

1. *Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Учебное пособие для вузов / С.А. Ахметов. – СПб.: Недра, 2013. – 544 с.*
2. *Ахметов С.А. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа: Учеб. пособие / С.А. Ахметов, М.Х. Ишмияров, А.П. Веревкин, Е.С. Докучаев, Ю.М. Малышев; Под ред. С.А. Ахметова. – М.: Химия, 2005. – 736 с.*
3. *BP Energy Outlook: 2019 edition [Электронный ресурс]: – URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf (Дата обращения: 26.02.2020).*
4. *Shell energy scenarios to 2050. – 2008. – 52 p. [Электронный ресурс]: – URL: https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/new-lenses-on-the-future/earlier-scenarios/_jcr_content/par/expandablelist/expandablesection_997535809.stream/1519772209872/a791684e10076c93eb60675aa17787c5142632bd/shell-energy-scenarios2050.pdf (Дата обращения: 23.02.2020).*
5. *BP Statistical Review of World Energy 2019. 68th edition – 62 p. [Электронный ресурс]: – URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf (Дата обращения: 22.02.2020).*
6. *OPEC Annual Statistical Bulletin 2019. 54th edition – 132 p. [Электронный ресурс]: – URL: https://asb.opec.org (Дата обращения: 22.02.2020).*
7. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Independent Statistics & Analysis U.S. Energy Information Administration [Электронный ресурс]: – URL: https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/ (Дата обращения: 22.02.2020).*
8. *Bahrain is betting on 80 billion barrels of oil to help clear its budget deficit, 8 may 2018 [Электронный ресурс]: – URL: https://www.cnbc.com/2018/05/08/bahrain-discovery-of-80-billion-barrels-of-oil.html (Дата обращения: 26.02.2020).*
9. *Рябов, В.А. О кризисных проблемах в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности // В.А. Рябов / Нефть и Газ Сибири. – № 1 (34). – 2019. – С. 38–41.*
10. *Dong, X., Liu, H., Chen, Z., Wu, K., Lu, N., & Zhang, Q. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection // Applied Energy. – 2019. – 239. – pp. 1190–1211.*
11. *Башкирцева Н.Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти / Н.Ю. Башкирцева // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – № 19. – Т. 17. – С. 296–299.*
12. *Кадиев Х.М. «Гидроконверсия углеродсодержащего органического сырья в присутствии наноразмерных катализаторов на основе дисульфида молибдена»: диссертация ... доктора химических наук: 02.00.13 / Кадиев Хусаин Магамедович; [Место защиты: ФГБУН Ордена Трудового Красного Знамени Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук], 2018. – 448 с.*
13. *Курочкин А.К. Синтетическая нефть. Безостаточная технология переработки тяжелых российских нефтей на промыслах / А.К. Курочкин, С.Л. Топтыгин // Сфера нефтегаз. – 2010. – № 1. – С. 92–105.*
14. *Mamdouh, G. Salameh The Potential of Unconventional Oil Resources: Between Expediency & Reality // International Association for Energy Economics. IAEE Energy forum. Fourth quarter 2012. – Vol. 21. – pp. 17–20.*

KEYWORDS: *oil, gas, coal, production, reserves, fossil.*



АО «ТРЕСТ КХМ» В СПГ ПРОЕКТАХ

Путь России к лидерству на мировом рынке энергоносителей



РЫНОК СПГ, ПО МНЕНИЮ ЭКСПЕРТОВ, НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ИЗ ВСЕХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ ПРИРОСТА МИРОВОЙ ТОРГОВЛИ ГАЗОМ УЖЕ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ИМЕННО СПГ. ИЗВЕСТНО, ЧТО РОССИЯ ЛИДИРУЕТ В ПОСТАВКАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ГАЗА. ПРИ ЭТОМ В СТРУКТУРЕ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО ГАЗА БОЛЕЕ 90% ПРИХОДИТСЯ НА ГАЗ, ПОСТАВЛЯЕМЫЙ ТРУБОПРОВОДНЫМ ТРАНСПОРТОМ. ОДНАКО СЕГОДНЯ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ ЛИДИРУЮЩИХ ПОЗИЦИЙ ЭТОГО МАЛО. НЕОБХОДИМО ДИВЕРСИФИЦИРОВАТЬ ПОСТАВКИ ЗА СЧЕТ СЖИЖЕННОГО ГАЗА. С УЧЕТОМ ПРОГНОЗОВ В ПЯТИЛЕТНЕЙ ПЕРСПЕКТИВЕ МИРОВАЯ ТОРГОВЛЯ СПГ МОЖЕТ УВЕЛИЧИТЬСЯ ПОЧТИ НА ТРЕТЬ, И ДЛЯ ЭТОГО НЕОБХОДИМЫ ДОЛГОСРОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ

ACCORDING TO EXPERTS, THE MOST PROMISING OF ALL ENERGY MARKETS IS THE LNG MARKET. THE BULK OF THE INCREASE IN GLOBAL GAS TRADE IS ALREADY DETERMINED PRECISELY BY LNG. IT IS KNOWN THAT RUSSIA LEADS IN THE SUPPLY OF PIPELINE GAS. MOREOVER, THE COMPOSITION OF RUSSIAN GAS EXPORT, MORE THAN 90% IS ACCOUNTED FOR BY GAS SUPPLIED BY PIPELINE TRANSPORT. HOWEVER, TODAY IT IS NOT ENOUGH TO MAINTAIN A LEADING POSITION. IT IS NECESSARY TO DIVERSIFY SUPPLIES WITH LIQUEFIED GAS. BASED ON FORECASTS OVER THE FIVE-YEAR PERIOD, GLOBAL LNG TRADE COULD INCREASE BY ALMOST A THIRD, AND LONG-TERM SOLUTIONS ARE NEEDED FOR THIS

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, экспорт газа, диверсификация поставок, мировой рынок СПГ, газоперерабатывающие мощности.*

Лизункова Дарина

директор по качеству
АО «Трест Коксохиммонтаж»

По словам главы Минэнерго Александра Новака, ввод новых мощностей позволит России нарастить долю на мировом рынке СПГ до 15% к 2025 году. С долей 15–20% РФ должна войти в тройку лидеров стран-экспортеров СПГ, а к 2035 году сможет обеспечить до 40% прироста спроса на СПГ в мире.

В секторе СПГ АО «Трест Коксохиммонтаж» начал работать еще в 2003 году: компания участвовала в строительстве крупнотоннажного завода СПГ проекта «Сахалин-II», который являлся первым на тот момент, в Российской Федерации проектом по сжижению природного газа. В этом проекте хедлайнером были иностранные компании, а Коксохиммонтаж выступал как подрядная организация.

А уже в декабре 2017 года был запущен уникальный по всем показателям проект, инновационный для мирового сообщества – крупнотоннажный завод по сжижению газа, «Ямал-СПГ». Он не имеет аналогов по месту своего нахождения – это суровый полярный регион со сплошным климатическим экстримом, По своим масштабам Ямал-СПГ является крупнейшим инфраструктурным проектом в мире и совмещает в себе разработку природного газа и газового конденсата, обработку газа, производство и транспортировку СПГ, являющий собой начало реализации огромных и интересных задач по освоению Арктики и Северного морского пути.



АО «Трест КХМ» выполнило значительную часть работ по этому проекту: над выполнением задач по строительству трудилось более 3000 специалистов Треста.

> Строительство в России хабов СПГ – не просто уникальные технологические проекты, это верный путь сохранить собственный приоритет на мировом рынке энергоносителей

Это первый проект, выполненный в таком масштабе за Полярным кругом.

В 2019 году состоялся пуск среднетоннажного завода по производству, хранению и отгрузке сжиженного природного газа в порту Высоцк. «Трест «Коксохиммонтаж» выступил одним из генеральных подрядчиков. Мощность проекта составляет 660 тыс. т в год. Терминал стал крупнейшим на Северо-Западе и одним из трех крупнейших в Европе заводов по производству СПГ.

Что примечательно, проект выполнен за 15 месяцев исключительно российскими специалистами.

Пуск объекта по производству и перегрузке сжиженного природного газа в порту Высоцк Ленинградской области – это возможность использовать потенциал для монетизации газовых ресурсов на новых направлениях, как внутри страны (в первую очередь, Калининградская и Ленинградская области), так и за ее пределами – в страны Балтийского региона.



Проект предусматривает бункеровку судов, мелкооптовую реализацию СПГ, а также поставки СПГ в качестве моторного топлива для автотранспорта. Основными рынками сбыта для нового проекта на Балтике станут Атлантика, Ближний Восток и Южная Азия; рассматриваются рынки малотоннажного СПГ на Балтике и в Северном море. Эксперты не исключают, что российский СПГ с побережья Балтии будут приобретать не только европейцы.

В текущий момент заканчивается строительство малотоннажного завода по производству СПГ. Это завод сооруженный под локальные нужды конкретного потребителя – для металлургического комбината, где механизмы с дизельного топлива переводятся на газ. Это новое решение повышает экологическую безопасность производства, улучшает состояние атмосферы в той локации, где завод осуществляет производственную деятельность. Ждут этого события не только борцы за чистоту воздуха, но и крупные промышленники, которые, безусловно, осознают, что переход на газ позволит существенно сэкономить на топливе

Таким образом, в России будет реализована вся линейка заводов СПГ: от малотоннажных до крупнотоннажных.

Keywords: *liquefied natural gas, gas exports, supply diversification, global LNG market, gas processing facilities.*

РОССИЯ И КИТАЙ

От торговли энергоресурсами к инвестиционному сотрудничеству

УДК 327

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ КИТАЯ БАЗИРУЕТСЯ НА ОПАСНОСТИ ЧРЕЗМЕРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИМПОРТА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ ИЗ ОДНОЙ СТРАНЫ, А ЭТО ОЗНАЧАЕТ, ЧТО НА ОПРЕДЕЛЕННОМ ЭТАПЕ РОССИЙСКИЕ ПОСТАВКИ БУДУТ ОГРАНИЧЕНЫ. ИНВЕСТИЦИОННОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЕ СТАНОВИТСЯ КЛЮЧЕВЫМ ВОПРОСОМ В ДОСТИЖЕНИИ ОПТИМАЛЬНОГО ПУТИ РАЗВИТИЯ ДВУСТОРОННЕГО СОТРУДНИЧЕСТВА МЕЖДУ НАШИМИ СТРАНАМИ. РАЗВИВАЯ ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ОТНОШЕНИЯ С РОССИЙСКИМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ КОМПАНИЯМИ И СТАНОВЯСЬ СОВЛАДЕЛЬЦАМИ КРУПНЫХ ПАКЕТОВ АКЦИЙ НОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ В РОССИИ, КИТАЙСКИЕ КОРПОРАЦИИ ПОЛУЧАЮТ УНИКАЛЬНУЮ ВОЗМОЖНОСТЬ: ВО-ПЕРВЫХ, ИМПОРТИРУЯ НЕФТЬ И ГАЗ С МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ СОВМЕСТНЫМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ, ФАКТИЧЕСКИ КИТАЙ НАЧИНАЕТ ИМПОРТИРОВАТЬ СОБСТВЕННЫЕ РЕСУРСЫ; ВО-ВТОРЫХ, В СЛУЧАЕ РОСТА МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ И ГАЗ КИТАЙСКИЕ КОМПАНИИ МОГУТ ВЕРНУТЬ РАЗНИЦУ МЕЖДУ ЦЕНОЙ И СЕБЕСТОИМОСТЬЮ, ПОЛУЧАЯ ПРИБЫЛЬ ОТ ПРОДАЖИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, КАК АКЦИОНЕРЫ

CHINA'S ENERGY STRATEGY IS BASED ON THE DANGER OF OVER-RELIANCE ON ENERGY IMPORTS FROM ONE COUNTRY, WHICH MEANS THAT RUSSIAN SUPPLIES WILL BE LIMITED AT SOME STAGE. INVESTMENT COOPERATION IN THE ENERGY SECTOR IS BECOMING A KEY ISSUE IN ACHIEVING THE OPTIMAL WAY TO DEVELOP BILATERAL COOPERATION BETWEEN OUR COUNTRIES. BY DEVELOPING INVESTMENT RELATIONS WITH RUSSIAN ENERGY COMPANIES AND BECOMING CO-OWNERS OF LARGE STAKES IN NEW ENERGY PROJECTS IN RUSSIA, CHINESE CORPORATIONS GET A UNIQUE OPPORTUNITY: FIRST, BY IMPORTING OIL AND GAS FROM FIELDS DEVELOPED BY JOINT VENTURES, CHINA ACTUALLY BEGINS TO IMPORT ITS OWN RESOURCES; SECOND, IF WORLD OIL AND GAS PRICES RISE, CHINESE COMPANIES CAN RETURN THE DIFFERENCE BETWEEN PRICE AND COST, MAKING A PROFIT FROM THE SALE OF ENERGY RESOURCES, AS SHAREHOLDERS

Ключевые слова: *Китай, Россия, энергетика, инвестиционное сотрудничество, энергетическая безопасность.*

Захаров Александр Николаевич
профессор, д.э.н., профессор кафедры мировой и национальной экономики, ВАВТ Минэкономразвития России

Русак Никита Андреевич
магистрант МГИМО МИД России



Китай является бесспорным мировым лидером по темпам роста энергопотребления. В 2018 году Китай потребил 3273,5 млн тонн энергии (23,6% от общего мирового потребления), в то время как в США уровень энергопотребления был зарегистрирован на отметке 2300,6 млн тонн (16,6%), Российская Федерация занимает четвертое место в этом списке с потреблением 720,7 млн тонн (всего 5,2% от общего мирового потребления).

Важно понимать, что китайское руководство рассматривает поддержание высоких темпов экономического развития в качестве важнейшей цели своей национальной политики. Экономическое развитие, в свою очередь, неизбежно ведет к росту потребления энергии. Китай вынужден совершенствовать свою энергетическую безопасность, которая является неотъемлемой частью экономической безопасности государства.

Тем не менее, основные риски энергетической безопасности КНР связаны с стремительно растущим спросом на энергосырье по мере развития экономики. В таких условиях непропорциональный потенциал отечественного энергопроизводства приведет к увеличению импорта энергоносителей и значительному росту зависимости от иностранных энергоносителей. Китайские власти не могут не беспокоиться о стабильности поставок из стран, которые уже активно представлены на рынке нефти, природного газа и угля.

Попытки диверсифицировать поставки энергоресурсов в страну весьма значительны. Китайские власти прогнозируют возможные риски от гипотетического блокирования традиционных каналов энергоснабжения. Стремление обеспечить себя надежными источниками энергии вынуждает Китай проводить более активную внешнеторговую политику, что ведет к расширению сферы влияния КНР по всему миру.

Китай, выйдя на первое место по объему внешней торговли и на второе по объему ВВП, стал быстро догонять ведущие мировые экономики по объему прямых иностранных инвестиций (ПИИ). Декларация о политике интернационализации китайского бизнеса, ставшая важной составляющей 10-й Пятилетки (2001–2005 годы), послужила отправной точкой для увеличения масштабов китайских инвестиций по всему миру. Политика либерализации условий для осуществления трансграничной деятельности в рамках стратегии «выхода вовне» еще больше стимулировала рост китайских ПИИ. Поощряя компании выходить на внешние рынки, китайское правительство надеялось восстановить равновесие в экономике и сохранить высокие темпы роста. В 2018 году, по данным ЮНКТАД, объем китайских ПИИ по всему миру достиг 129,83 миллиарда долларов США.

Данные, собранные American Enterprise Institute (Таблица 1), показывают, что доля инвестиций китайских компаний в топливно-энергетические активы в несколько раз превышает инвестиции в другие отрасли (она составляет 32,5%). В список крупнейших получателей инвестиций из Китая традиционно входят либо экономически развитые, либо богатые ресурсами государства. В России интерес китайских инвесторов, несомненно, сосредоточен в добывающем секторе, в частности в энергетике. И Москва, и Пекин рассматривают расширение инвестиционного сотрудничества как один из путей расширения сферы двустороннего торгово-экономического сотрудничества.

Начиная с 2014 года доля китайских энергетических инвестиций в России значительно выше, чем в других странах мира. Так, если в 2019 году доля энергетических инвестиций в общем потоке китайских инвестиций в мире составляла 34%, то в России – 90,2%. Помимо энергетического сектора китайские ТНК инвестируют в технологии, логистику, сельское хозяйство, транспорт и финансы. Однако столь большой процент энергетики в общем

ТАБЛИЦА 1. Отраслевая структура китайских иностранных инвестиций, 2005–2019 гг. (млрд долл. США)

Сектор	Объем инвестиций	Доля, %
Всего	**1206,4**	**100,0**
Энергетика	**392,1**	**32,5%**
Металлы	147,5	12,2%
Транспорт	129,9	10,8%
Недвижимость	102,3	8,5%
Сельское хозяйство	83,5	6,9%
Финансы	80,8	6,7%
Технологии	61,2	5,1%
Развлечения	43,7	3,6%
Туризм	42,8	3,5%
Логистика	34,6	2,9%
Медицина	22,4	1,9%
Химическая пром.	12,6	1%
Другие	52,1	4,3%

ТАБЛИЦА 2. Доля энергетического сектора в общем объеме китайских инвестиций, 2009–2019 гг. (млн долл. США)

Год	Общий объем китайских инвестиций (100%)	Китайские инвестиции в энергетический сектор	Общий объем китайских инвестиций в Россию (100%)	Китайские инвестиции в энергетический сектор России
		Доля		Доля
2009	56140	34480	780	300
		61,4%		38,5%
2010	66000	36510	830	530
		55,3%		63,9%
2011	70310	36950	2940	2290
		52,6%		77,9%
2012	78460	41740	2510	590
		53,2%		23,5%
2013	79840	36880	5310	2220
		46,2%		41,8%
2014	102260	29190	4130	3840
		28,5%		93%
2015	117910	31450	4010	2550
		26,7%		63,6%
2016	158210	33070	2230	2230
		20,9%		100%
2017	175640	20490	600	600
		11,7%		100%
2018	115170	26510	630	0
		23%		0%
2019	68170	23150	4480	4040
		34%		90,2%



потоке китайских инвестиций свидетельствует об определенной диспропорции с другими секторами экономики. Тем не менее можно констатировать, что инвестиционное сотрудничество между двумя странами в энергетической сфере в последние годы развивается успешно.

Развитие сотрудничества России и Китая в инвестиционной сфере отвечает взаимным интересам наших стран. Но если интересы российской добывающей промышленности очевидны, то какой смысл в столь масштабных инвестициях китайских компаний? Одной из причин можно считать планы китайского руководства перейти от импорта нефти с мировых рынков по волатильным рыночным ценам к поставкам нефти и газа в Китай с зарубежных месторождений, где китайские нефтегазовые компании участвуют в разработке или в чей акционерный капитал входят китайские компании.

Золотовалютные резервы (ЗВР) КНР уже превысили 3 трлн долл. США. В настоящее время эти резервы по большей части состоят из иностранной валюты. С точки зрения обеспечения безопасности ЗВР наиболее рационально приобретать больше иностранных активов с высокой ликвидностью, поскольку иностранные активы обеспечивают большую экономическую эффективность, чем иностранные кредиты. Но на данном этапе китайские компании сталкиваются с проблемой их использования – многие развитые страны проводят политику политического противодействия китайским инвестициям по соображениям национальной безопасности, запрещая китайским корпорациям инвестировать в отрасли и предприятия стратегического значения. В России нефтегазовые компании более открыты для взаимодействия с китайскими партнерами, о чем свидетельствуют недавние крупные инвестиции китайских ТНК в крупные энергетические проекты в России.

В этом ключе участие китайского капитала в добыче нефти и газа и строительстве инфраструктуры на территории других стран позволит, с одной стороны, решить проблему избыточных накопленных ЗВР, с другой – обезопасит поставки энергоносителей с этих месторождений.

В таблице 3 представлены основные инвестиционные контракты в энергетическом секторе, заключенные между китайскими ТНК и российскими компаниями за период с 2010 по 2019 год. Основная часть контрактов была заключена в газовой отрасли, а также в нефтяной промышленности, но существовала определенная заинтересованность китайской стороны в сотрудничестве в области гидроэнергетики и альтернативных источников энергии. В целом, судя по крупным инвестиционным показателям и постоянному интересу китайских корпораций к российскому энергетическому

ТАБЛИЦА 3. Крупнейшие инвестиционные проекты китайских ТНК в российском энергетическом секторе, 2010–2019 гг.

Год	Объем инвестиций (млн долл. США)	Китайская ТНК	Российский партнер	Подсектор
2010	170	Three Gorges	EuroSibEnergo	Гидроэнергетика
2011	2290	Three Gorges	EuroSibEnergo	Гидроэнергетика
2012	590	Huadian	TGC-S	Электроэнергия
2013	1140	State Grid	Sintez	Электроэнергия
2013	460	Shenhua	En+	Уголь
2013	620	CNPC	Rosneft	Нефть
2014	990	CNPC	Vankorneft	Нефть
2014	1460	Power Construction Corp	RusHydro	Гидроэнергетика
2014	450	Harbin Electric	«Altai Condensing Power Plant» LTD	Альтернативная энергетика
2014	940	CNPC	Novatek	Газ
2015	1210	SAFE	Novatek	Газ
2015	1340	Sinopec	Sibur	Газ
2016	1080	Beijing Enterprises	Verkhnechonskneftegaz	Газ
2016	1150	SAFE	Sibur	Газ
2017	500	CEFC	EN+	Гах
2017	100	CIC	Eurasia Drilling	Нефть
2019	4040	CNPC, CNOOC	Novatek	Газ

ТАБЛИЦА 4. Крупнейшие строительные контракты китайских ТНК в российском энергетическом секторе

Год	Объем инвестиций (млн долл. США)	Китайская ТНК	Российский партнер	Подсектор
2014	1640	CNOOC	Gazprom	Газ
2016	260	China Energy Engineering	Rybinsk Power	Газ
2017	1170	China National Chemical Engineering	NNK	Нефть
2017	2520	CNPC	Gazprom	Газ
2017	1470	China Energy Engineering	Gazprom	Газ
2019	610	Bomesc Offshore Engineering	Technip	Газ

сектору, можно сделать вывод, что китайские ТНК активно инвестируют в российский топливно-энергетический сектор экономики.

Однако сотрудничество между Россией и Китаем не ограничивается исключительно инвестиционным сотрудничеством. Оно часто сопровождается строительными контрактами, направленными на создание инфраструктуры для экспорта энергоресурсов за рубеж, что отражено в таблице 4. Это подчеркивает тот факт, что китайские компании заинтересованы в полном цикле экспорта энергоносителей, начиная с разработки месторождений, строительства инфраструктуры и последующего экспорта. Внушительные объемы контрактов также свидетельствуют об уровне доверия к российской экономике.

Таким образом, можно предполагать, что, с одной стороны, Китай становится новым растущим рынком энергоресурсов для России, но учитывая долгосрочные планы КНР по диверсификации своей энергетической корзины и повышению энергоэффективности, важно понимать ограниченный характер такого делового взаимодействия в будущем. Россия вряд ли сможет претендовать на роль эксклюзивного поставщика энергоресурсов Китаю по ценам, устраивающим российские нефтегазовые компании. Китайцы будут снижать цены на российские газ и нефть, демонстрируя альтернативу российским поставкам.

Анализ зарубежной деятельности крупных китайских компаний свидетельствует о широкой мотивации для осуществления ПИИ. В то же время мотивы внешней экспансии китайского бизнеса выходят за рамки «классической» теории интернационализации, что соответствует практике западных ТНК. Если ТНК первой волны при выходе на внешние рынки опираются на конкурентные преимущества, прежде всего технологические, то интернационализация китайских компаний более позднего поколения основана не только на их сильных конкурентных преимуществах, но и на стремлении компенсировать свои слабые стороны. Слабостью Китая можно назвать недостаточное количество энергетических ресурсов для поддержания темпов экономического роста в стране.

Китай накопил огромные избыточные ЗВР, по-прежнему имеет большой положительный внешнеторговый баланс, и внутри страны требуется меньше инвестиций в основной капитал. Поэтому покупка иностранных акций предприятий энергетической отрасли при благоприятном экономическом управлении может стать реальным способом рационального использования золотовалютных резервов.

• • •

Таким образом, с точки зрения китайских национальных интересов Китаю выгоднее заменить импорт нефти и газа инвестиционным сотрудничеством с Россией. Китай может стать ключевым инвестором в российский нефтегазовый сектор в среднесрочной перспективе. Это можно подтвердить крупными газовыми проектами, которые уже были реализованы с участием китайского капитала на территории Российской Федерации за последнее десятилетие. Это сотрудничество решает противоречие между диверсификацией поставок из-за рубежа и ростом импорта энергоносителей из России. Нефть и газ, импортируемые с месторождений, разрабатываемых с помощью китайского капитала, могут рассматриваться как внутренние источники и не учитываться при распределении квот между поставщиками нефти и газа. А в случае роста мировых цен на нефть и газ китайские компании могут вернуть разницу между ценой и себестоимостью, получая прибыль от продажи энергоресурсов, как акционеры

Что касается интересов России, то в современных условиях такое сотрудничество можно считать более выгодным. Без китайского капитала многие месторождения могут остаться неосвоенными, а технологии, разработанные российскими учеными, останутся невостребованными. Эта растущая взаимозависимость дает России дополнительные инструменты для экономической дипломатии в работе с Китайской Народной Республикой. •

Литература

1. *Захаров А.Н. Актуальные аспекты международной экономической безопасности России. Внешнеэкономический бюллетень. 2004. № 8. С. 43–46.*
2. *Захаров А.Н., Овакимян М.С. Топливно-энергетические комплексы ведущих стран мира (России, США, Франции, Италии): учеб.пособие (2-е изд.: доп.). 2016. М.: МГИМО-Университет. 177 с.*
3. *Захаров А.Н. Роль механизмов ГЧП в решении экономических и социальных проблем России // Мировое и национальное хозяйство. 2011. № 1 (16). С. 2–7.*
4. *BP Statistical Review of World Energy 2019. Available at: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf (data of access: 02.04.2020).*
5. *UNCTAD, World Investment Report 2019: Annex Tables. Available at: https://unctad.org/en/PublicationsLibrary/wir2019_en.pdf (date of access: 21.04.2020).*
6. *American Enterprise Institute and Heritage Foundation, China Global Investment Tracker, January 2020. Available at: https://www.aei.org/china-global-investment-tracker (date of access: 21.04.2020).*
7. *Dunning J.H. The Eclectic (OLI) paradigm of international production: Past, present and future // International Journal of the Economics of Business. 2001. № 8 (2) P. 175.*
8. *Mathews J.A. Dragon multinationals: New players in 21st century globalization // Asia Pacific Journal of Management. 2006. № 23 (1). P. 8.*

KEYWORDS: *China, Russia, energy, investment cooperation, energy security.*

ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Приобского месторождения «Роснефти»



Фёдорова Дарья Владимировна
ведущий специалист отдела подсчета запасов Западно-Сибирской НГП Управления по геологии и подсчету запасов ООО «РН-БашНИПИнефть»

Астафьев Алексей Анатольевич
главный специалист отдела сопровождения бурения и ЗБС (Приобское месторождение) Управления по разработке Приобского месторождения ООО «РН-БашНИПИнефть»

Надеждин Олег Владимирович
начальник аналитического отдела Управления развития инноваций и сопровождения ТрИЗ ООО «РН-БашНИПИнефть»

Латыпов Ильяс Дамирович
старший эксперт аналитического отдела Управления развития инноваций и сопровождения ТрИЗ ООО «РН-БашНИПИнефть»

БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА (БС) – ЭТО ОЧЕНЬ КРУПНЫЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОБЪЕКТ, КОТОРЫЙ ГЕОГРАФИЧЕСКИ РАСПОЛОЖЕН В ПРЕДЕЛАХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ОТЛОЖЕНИЯ ДАННОЙ ФОРМАЦИИ ЯВЛЯЮТСЯ НЕТРАДИЦИОННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ НЕФТИ И ГАЗА. В СВЯЗИ С ПОИСКОМ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ НА ИЗУЧЕНИИ СТРОЕНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ЕЕ ПОТЕНЦИАЛА СОСРЕДОТОЧЕН БОЛЬШОЙ ИНТЕРЕС СО СТОРОНЫ МНОГИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ НАШЕЙ СТРАНЫ, В ТОМ ЧИСЛЕ И ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»

THE BAZHENOV FORMATION (BF) IS A LARGE GEOLOGICAL STRATUM LOCATED IN THE AREA OF THE WEST SIBERIAN PLAIN OF RUSSIA. THE DEPOSITS OF THIS FORMATION ARE UNCONVENTIONAL PETROLEUM AND GAS RESERVOIRS. DUE TO THE SEARCH OF ALTERNATIVE SOURCES, A NUMBER OF OIL AND GAS PRODUCERS, INCLUDING ROSNEFT OIL COMPANY PJSC, ARE CURRENTLY FOCUSED ON EXPLORATION OF THE BAZHENOV FORMATION AND ITS RESOURCE

Ключевые слова: *баженовская свита, нетрадиционные коллекторы, альтернативные источники углеводородов, трудноизвлекаемые запасы, минерально-компонентная модель.*

УДК 550.8

Дочернее общество ООО «РН-БашНИПИнефть» является крупнейшим корпоративным научно-исследовательским и проектным институтом Компании «Роснефть», на его базе действует Специализированный институт по разработке трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ). При непосредственном участии научного института совместно с другими обществами Компании, а также с ведущими научными коллективами страны ведется комплексное и всестороннее изучение объекта. Специалисты осуществляют разработку актуальных геологической и петрофизической моделей, актуализацию запасов углеводородного сырья (УВС), разработку методов и технологий добычи «трудных» запасов

РИС. 1. Пример разреза скважины в интервале баженовской свиты с выделенными пачками и их типичным обликом по фотографиям керна

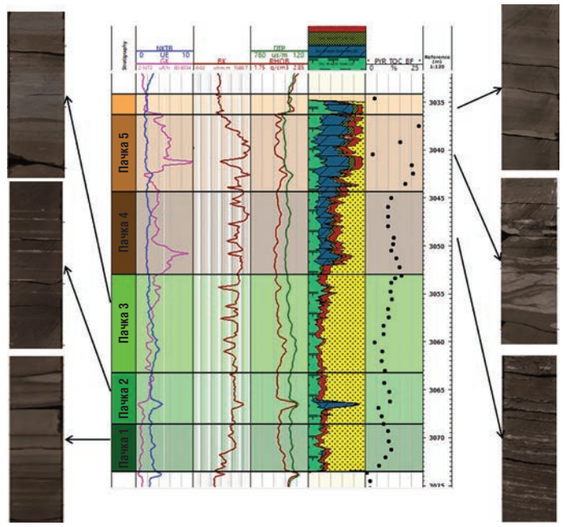
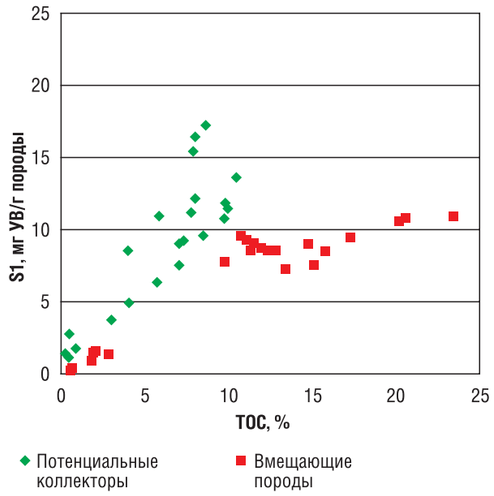


РИС. 2. Корреляционные зависимости между Сорг, сингенетичными (во вмещающих породах) и миграционными (в коллекторах) углеводородами



УВС баженовской свиты в пределах лицензионных участков ООО «РН-Юганскнефтегаз», в частности на территории Фроловской нефтегазоносной области, включающей в себя крупнейшие по запасам нефти в отложениях баженовской свиты Приобское и Салымское месторождения. БС имеет сложное геологическое строение и высокую изменчивость состава и свойств как по вертикали, так и по латерали, и по литологическим и геохимическим свойствам является особым объектом. Несмотря на большое количество накопленной информации, проведенных исследований и выполненных работ по данной тематике, на сегодняшний день не сложилось общего мнения о подходах к геолого-петрофизической интерпретации данных отложений.

Основной задачей представленной работы является разработка корректной петрофизической модели отложений свиты, которая позволит объективно оценивать потенциал объекта и планировать его эффективную разработку. Для решения задачи требуется понимание геологического строения объекта, положения интервалов коллекторов в разрезе, вещественного состава пород, морфологии пустотного пространства и распределения в нем углеводородов.

В процессе работы был не только опробован имеющийся опыт [1], [6], но и наработан собственный. Так, были выработаны и обоснованы собственные методические подходы к определению подсчетных петрофизических параметров и способов локализации коллекторов по разрезу свиты.

Коллекторы баженовской свиты

В пределах Приобского месторождения БС имеет сложное строение и высокую литологическую изменчивость. При этом выявлены закономерности, которые проявляются во взаимосвязях вещественного состава пород, условий их накопления, пористости, геохимических свойств.

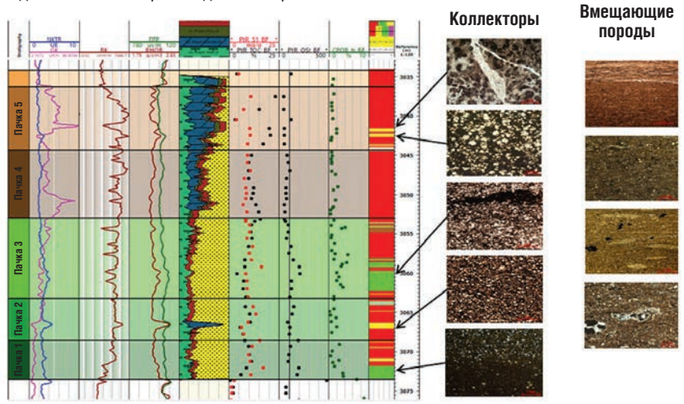
В строении разреза БС выделяются две подсвиты, разделенные на пачки. Одной из особенностей свиты является тот факт, что большая часть породообразующих компонентов пород имеет биогенное происхождение. Состав и облик пород коррелирует с периодами повышенной биопродуктивности, и разрез можно расчленять на пачки в зависимости от выделяемой биоты. Выделяемые пачки характеризуются индивидуальными особенностями строения: различиями вещественного состава, типами пород и другими признаками [14].

На рисунке 1 приведен пример расчленения разреза на пачки по одной из скважин изучаемого объекта.

Первая пачка сложена переслаиванием глинисто-кремнистых низкоуглеродистых пород и радиоляритов темно-серого цвета. В породах встречаются кости рыб, онихиты. Вторая пачка представлена темно-серыми углеродистыми породами и характеризуется наличием детрита раковин двустворок. Третья пачка представлена переслаиванием высококремнистых породам и радиоляритов и глинистых прослоев, встречаются доломитизированные и кальцитизированные прослои. Четвертая пачка представлена керогеново-глинисто-кремнистыми породами с высоким содержанием органического вещества и раковин иноцерам. Пятая пачка сложена керогеново-карбонатно-глинисто-кремнистыми породами с карбонатизированными прослоями в форме линз и конкреций. Шестая пачка представлена темно-серыми глинисто-кремнистыми породами с повышенным содержанием пирита [15]. На территории изучаемого месторождения отложения шестой пачки маломощные и представляют собой переходные разности от отложений БС к породам вышележащей толщи.

В изученных скважинах с выносом керна повышенным

РИС. 3. Пример разреза скважины в интервале баженовской свиты с результатами выделения коллекторов по данным керна



нефтенасыщением зачастую обладают хрупкие низкоглинистые радиоляриевые силициты и радиоляриты и хрупкие карбонатизированные радиоляриты. Породы содержат минимальное количество твердого органического вещества и глинистых минералов и ассоциируются с определенными интервалами разреза. Для них характерны повышенные фильтрационно-емкостные свойства, наличие в поровом пространстве миграционных битумоидов, повышенная хрупкость, свечение в УФО.

Наличие в породах миграционных битумоидов (углеводородов, оторвавшихся от материнского ОВ и претерпевших миграционные подвижки внутри нефтематеринской толщи) можно определить по геохимическим параметрам, основным из методов определения которых является пиролиз пород. На наличие в породах миграционных процессов указывает, прежде всего, потеря корреляции между Сорг и S1, повышенное значения пика S1, соотношение пиков S1 и S2, повышенные коэффициенты превращенности PI и нефтенасыщения OSI. Корреляционные зависимости между Сорг и S1 с разделением на породы коллекторы и нефтематеринскую вмещающую толщу представлены на рисунке 2.

Рисунок 3 демонстрирует пример выделенных интервалов коллекторов по одной из скважин месторождения и показано соотношение Сорг и S1, а также коэффициент OSI. Напротив интервалов коллекторов наблюдаются «кроссовер» между Сорг и S1 и повышение значений OSI.

Интервалы радиоляритов и радиоляритовых силицитов приурочены в основном к интервалу нижней подсвиты. Основной интервал пород коллекторов сосредоточен в третьей пачке и сложен радиоляритами коричневыми частично карбонатизированными и глинисто-кремневыми породами темно-серыми. В нижней части пятой пачки выделяются интервал известняков с комковатой структурой с заполнением карбонатизированными радиоляритами.

Задачи, связанные с разработкой баженовской свиты, требуют оперативного и уверенного выделения коллекторов и потенциально-продуктивных интервалов – хрупких пород, которые хорошо поддаются технологическому стимулированию с помощью гидроразрыва пласта (ГРП). Такие объекты в разрезе БС выделяются по комплексу признаков:

- пониженное содержание глинистой компоненты и ТОВ по минеральному составу;
- повышенная механическая хрупкость пород;
- повышенные значения пористости по данным керна и ГИС.

Как правило, все эти признаки коррелируют между собой – коллекторы представлены наиболее хрупкими и «чистыми» интервалами.

Таким образом, задачу определения интервалов коллекторов по ГИС можно решить путем решения следующих подзадач:

- Определения вещественного состава.
- Определение хрупкости пород.
- Определения пористости пород, занятой миграционными углеводородами.

На качественном уровне такие интервалы характеризуются низкими значениями естественной радиоактивности (метод гамма-каротажа ГК), интервального времени (акустический каротаж) АК, а также повышенными значениями гамма гамма плотностного каротажа ГГКП, нейтронного каротажа НК. На количественном уровне требуется расчет минерального состава, а также динамических упругих модулей по ГИС.

ТАБЛИЦА 1. МКМ по керну и процентное соотношение компонент на керне

Компоненты	Альбит	Кварц	Доломит	Кальцит	Иллит (гидрослюда)	ССО + каолинит + хлорит	Пирит	Сидерит	Кероген (ТОВ)	Битум	Кп_дин + VS1дэ	Апатит
Макро компоненты	КрВ		КбВ		ГлВ		Пирит		ТОВ			–
Содержание, %	4,7	40	5,2	6,1	9,7	3,4	2,2	0,7	22,6	1,7	3,5	0,2

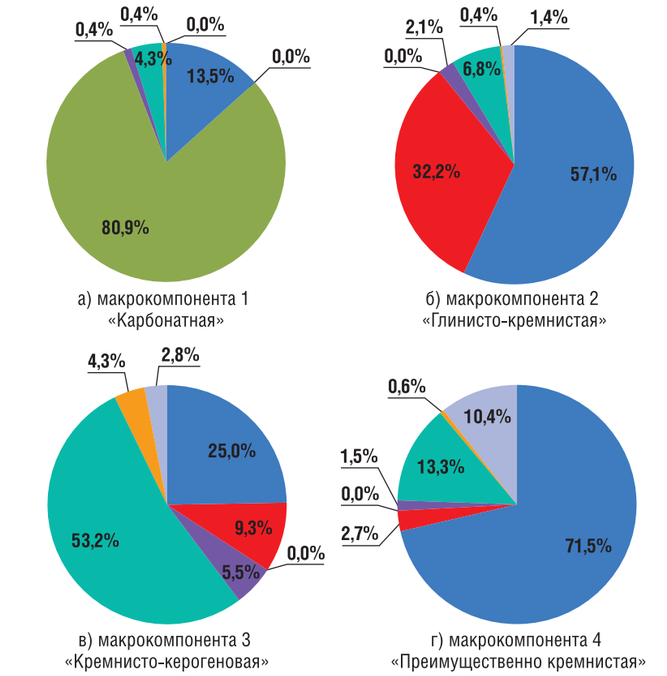
Моделирование вещественного состава пород по ГИС

Одной из основных и характерных особенностей отложений БС является сложный состав скелета. Основными породообразующими компонентами минеральной части скелета по данным керна являются кварц, халцедон, альбит, кальцит, доломит, иллит, смешанно-слойные образования (ССО), каолинит, пирит, сидерит. Неминеральная часть скелета состоит из твердого органического вещества (ТОВ) – керогена.

В силу своих аномальных физических свойств, часть которых близка к свойствам флюида, кероген значительно осложняет задачи расчета минерально-компонентного состава и построения петрофизической модели. Учесть влияние всех минералов, слагающих БС, при петрофизическом моделировании в условиях стандартного и даже расширенного комплекса ГИС весьма затруднительно. Как следствие, при выборе метода расчета минеральных компонент детерминистический подход отвергнут в пользу статистического подхода. Данный метод использует систему линейных и нелинейных уравнений и реализует модификацию метода наименьших квадратов, в котором при имеющемся множестве решений выбирается то решение, которое удовлетворяет условию минимального расхождения измеренных кривых ГИС и синтетических, рассчитанных из полученных компонент модели и заданных физических констант [5].

Для моделирования минерально-компонентной модели (МКМ) по ГИС статистическим методом использован комплекс, включающий в себя такие исследования как БК, ГК, ННК, ГГКП и АК. Данным комплексом освещено достаточное количество скважин Приобского месторождения, при этом становится технически возможным рассчитать шесть основных макрокомпонент литологического состава пород. Соответственно, детальная модель по керну, которая состоит из 11 компонент, была укрупнена до шести: «кремнистое вещество», «глинистое вещество», «карбонатное вещество», ТОВ, пирит. При расчете свойств компонент модели свойства минералов смешивались в укрупненные компоненты согласно статистике по керну. Настройка статистической модели выполнялась по двум критериям: сходимость вещественного состава по керну и модели, а также ошибка восстановления синтетических кривых ГИС.

РИС. 4. Выделенные на керне макрокомпоненты



а) макрокомпонента 1 «Карбонатная»

б) макрокомпонента 2 «Глинисто-кремнистая»

в) макрокомпонента 3 «Кремнисто-керогеновая»

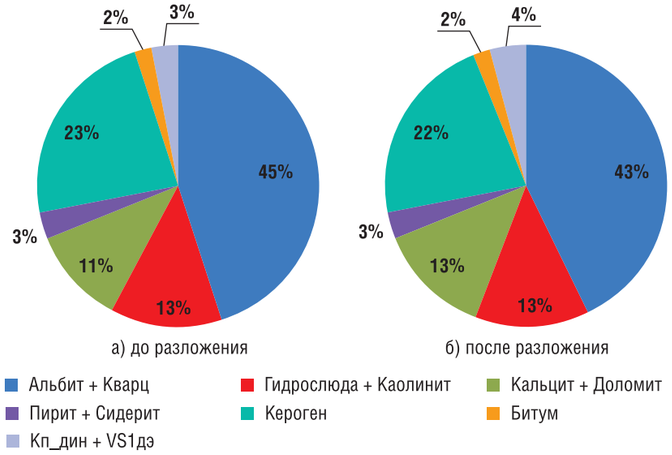
г) макрокомпонента 4 «Преимущественно кремнистая»

Для случая, когда имеющегося комплекса ГИС недостаточно для построения МКМ, представлен подход, основанный на выделении кластеров (макрокомпонент) на основании минерального состава по данным лабораторных исследований керна с помощью кластерного анализа, позволяющий с минимальной ошибкой представить исходное содержание минералов через линейную комбинацию макрокомпонент (базис). При этом определяется возможность выделения макрокомпонент таким образом, чтобы макрокомпоненты можно было определить на имеющемся комплексе ГИС и так, чтобы с помощью макрокомпонент была возможность восстановления исходной МКМ.

В случае настройки объемной минералогической модели на стандартный комплекс ГИС (БК, НК, ГК) существуют сложности, связанные с недостаточностью количества ГИС, необходимых для определения минералогического состава. Поэтому при отсутствии полного комплекса ГИС был предложен двухшаговый метод, основанный на построении непрерывной модели по более расширенному комплексу ГИС и настройке модели по стандартному комплексу ГИС уже на непрерывную модель макрокомпонент на втором шаге. Так как методов ГИС меньше, чем компонент на керне, было выполнено сжатие укрупненной МКМ на керне с помощью кластерного анализа до четырех макрокомпонент и выполнено построение МКМ для макрокомпонент с дальнейшим «возвратом» к укрупненной МКМ.

Для БС было выделено четыре макрокомпоненты (рис. 4), в каждой из которых преобладает тот или иной минерал.

РИС. 5. Содержание минералов по исходным данным керна и восстановленных из разложения на макрокомпоненты



Макрокомпоненты подбираются таким образом, чтобы минимизировать ошибку разложения минеральных компонент на керне. На рисунке 5 представлено содержание минералов на БС по исходным данным керна, а также восстановленных из разложения на макрокомпоненты.

Как видно из рисунка 5, содержание минералов по исходным МКМ по керну и после разложения на макрокомпоненты сопоставимы.

Далее для полученных макрокомпонент выполняется настройка петрофизических констант, и проводится построение минеральной модели на имеющемся комплексе ГИС с учетом керновых данных. Диапазоны настройки петрофизических констант для макрокомпонент пересчитываются из диапазонов настройки петрофизических коэффициентов для минеральных компонент из литературных источников [7–12] при помощи базиса. Стоит отметить, что адаптация петрофизических констант была выполнена на основе корреляционно-регрессионного анализа [7, 13] в условиях робастности определения опорной выборки скважин и ограничений диапазонов искомых значений для осуществления условия физичности полученного решения. Критерием качества найденных констант является сопоставимость исходных значений ГИС и синтетических, рассчитанных по макрокомпонентам на керне.

Таким образом, объемная минеральная модель по стандартному комплексу ГИС настраивается и рассчитывается путем построения непрерывной модели макрокомпонент, настроенных на керновые макрокомпоненты, с переходом на укрупненные МКМ с помощью базиса.

Точность МКМ на основе представленного подхода будет ниже по сравнению с моделью, построенной напрямую на более полном комплексе ГИС, так как часть информации теряется при переходе от большего количества минералов к меньшему количеству. Однако, основная ценность данного подхода состоит в том, что он позволяет построить МКМ на меньшем комплексе ГИС по сравнению со сложностью разреза.

Сравнение полученных МКМ по более широкому (БК, ГК, ННК, ГГКП, АК) и стандартному комплексам ГИС (БК, ГК, ННК) с применением методов сжатия данных представлено на рисунке 8.

Определение хрупкости пород

Расчет ограничен сложностями технического характера. Так, для расчета динамических модулей, в частности модуля Юнга, кроме величины объемной плотности и скорости продольной волны необходима скорость поперечной волны, записать которую

РИС. 6. Корреляция суммы глин и ТОВ с динамическим модулем Юнга

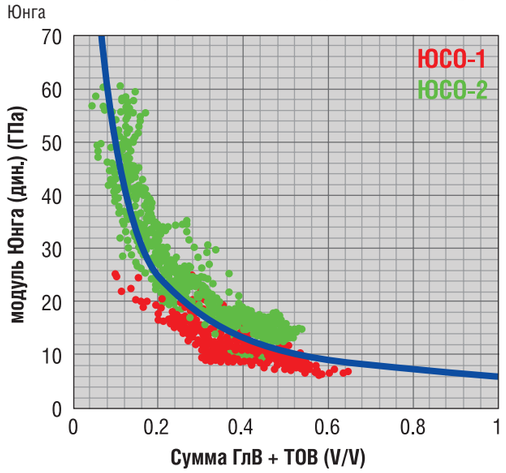


РИС. 7. Пример восстановления динамического модуля Юнга из МКМ

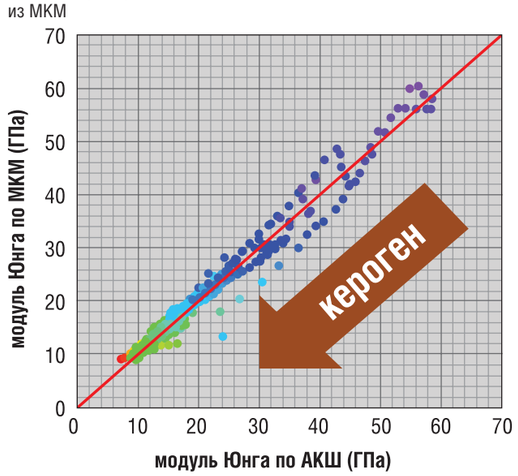


РИС. 8. Планшет ГИС с примером построения МКМ на скважине Приобского месторождения

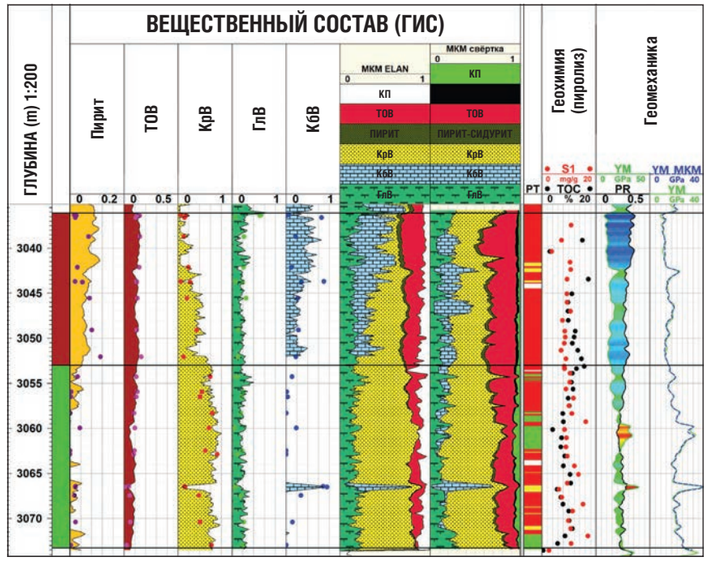
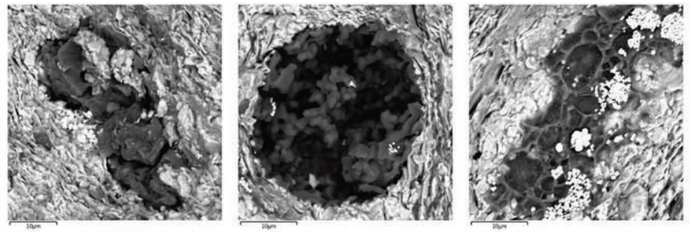


РИС. 9. Пример фотографий порового пространства по данным РЭМ (увеличение х3000)



в интервале БС возможно только кросс-дипольным прибором АКШ. В силу объективных причин освещенность месторождения подобным комплексом ГИС довольно низкая (21%). Выйти из данной ситуации становится возможным благодаря имеющейся МКМ. Так, была обнаружена удовлетворительная корреляция между соотношением минеральных компонент и динамическим модулем Юнга.

РИС. 10. Пример образца керна из интервала БС после проведения исчерпывающей экстракции



Определение пористости

Породы БС характеризуются повышенным содержанием не только органического вещества, которое находится как в виде твердого нерастворимого в органических растворителях керогена, но и битумоидов, которые неподвижны, находясь либо в закрытых порах, либо будучи физически связанными с керогеном, либо из-за физических свойств высокомолекулярных соединений.

Измерение пористости на образцах керна можно осуществлять газоволюметрическим методом или методом жидкостенасыщения. Значения коэффициента пористости для высокоуглеродистых пород, полученные методом керосинонасыщения, отличаются от значений пористости по газу в большую сторону, что связано с растворением и вымыванием керосином углеводородов из порового пространства. Таким образом, пористость коллекторов БС рекомендуется выполнять газоволюметрическим методом.

Другими немаловажными вопросами являются тип растворителя и время экстракции. Исчерпывающая экстракция согласно ГОСТ 26450.0-85 приводит к разрушению образца (рис. 5). То же происходит и при применении агрессивных растворителей, вымывающих из образца тяжелые битумоиды, которые в случае БС входят в состав цемента породы.

Во время серии экспериментов в лаборатории керновых исследований было установлено, что оптимальным растворителем является гексан, позволяющий экстрагировать преимущественно легкие и подвижные углеводороды, а оптимальное время экстракции для коллекторов составляет 3–3,5 суток (рис. 6, 7).

РИС. 11. Влияние типа растворителя на величину пористости по данным керна

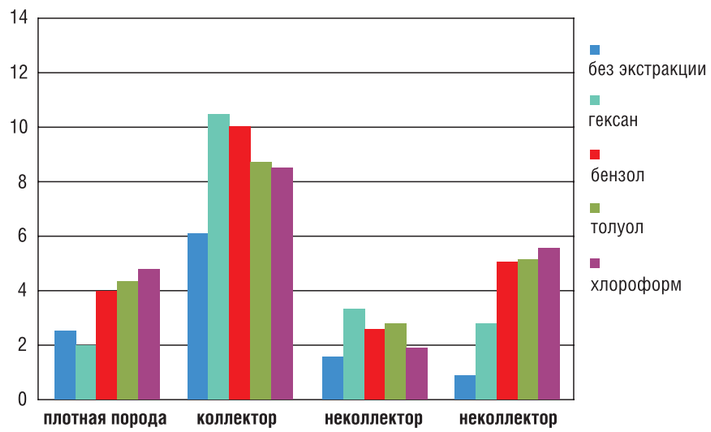


РИС. 12. Влияние времени экстракции на величину пористости по данным керна

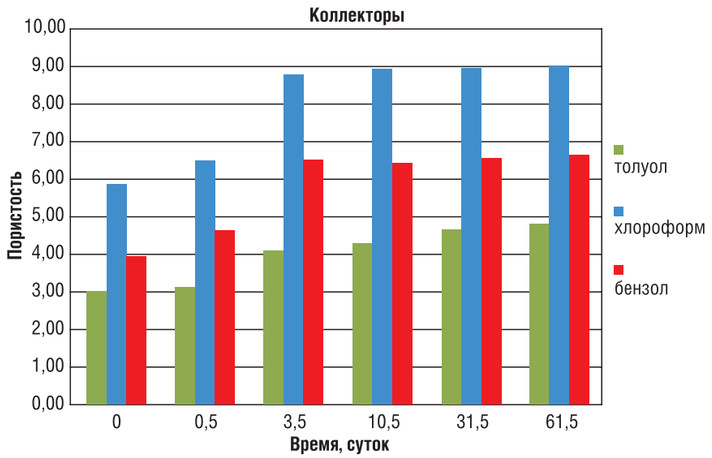
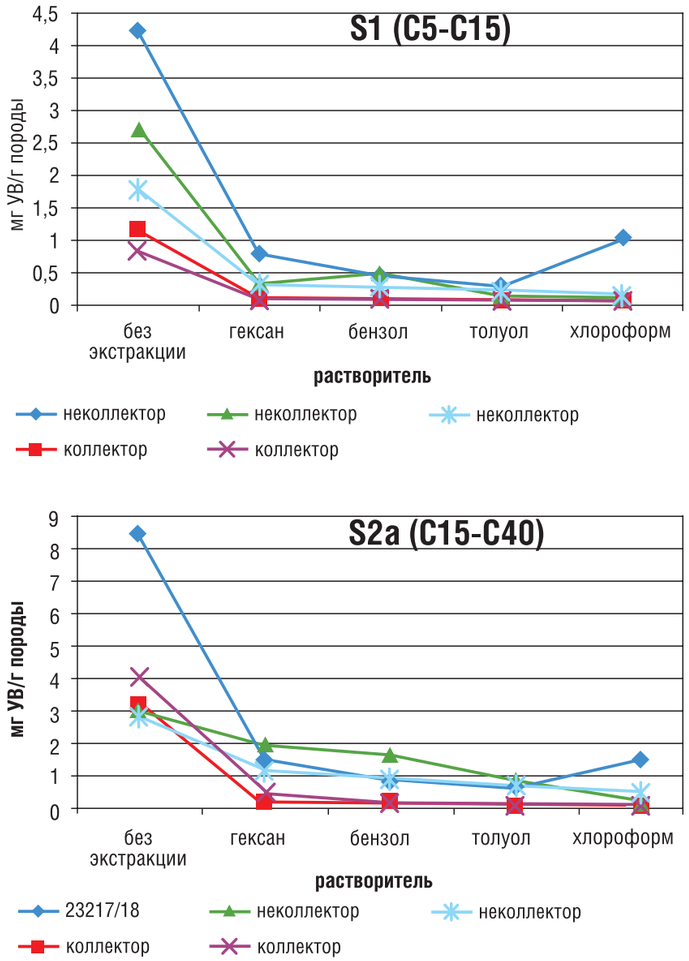


РИС. 13. Динамика изменения содержания S1г (С1-С15) мг/г породы и S2а (С15-С40) мг/г породы при последовательной смене растворителей



Таким образом, определять пористость пород коллекторов БС можно после кратковременной экстракции неагрессивным растворителем газоволюметрическим методом.

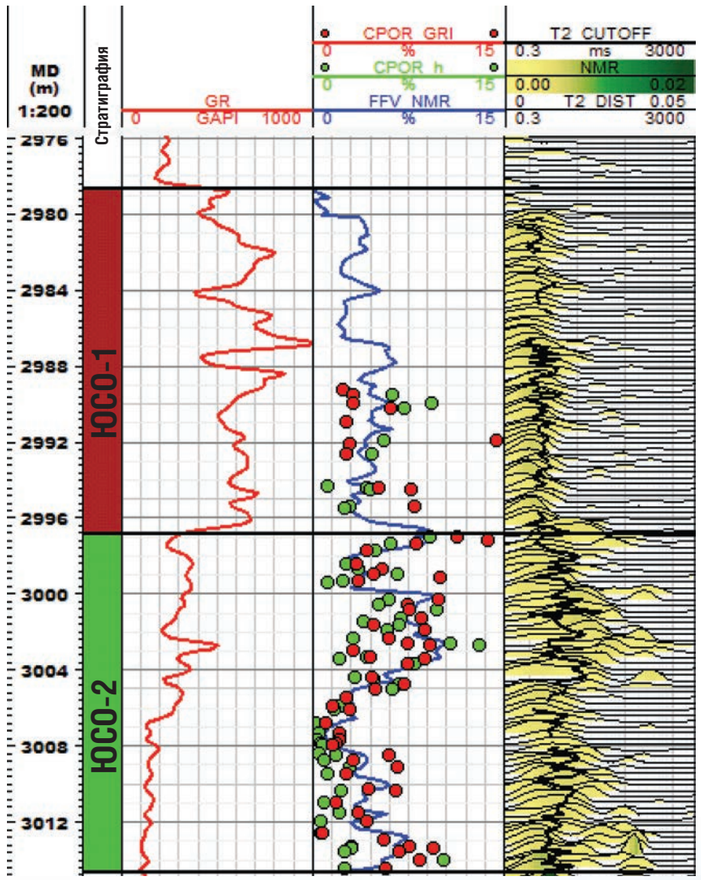
Отдельно следует отметить такие актуальные в БС методы определения объема пустотного пространства как ЯМР на керне, пиролитические исследования и измерение ФЕС на дробленом керне (GRI). При должном учете специфики этих исследований все результаты оценки пористости сопоставимы между собой.

Высокое содержание твердого органического вещества (ТОВ) в породах баженовской свиты делает исключительно сложным прямое использование традиционных методик определения коэффициента пористости по стандартному комплексу ГИС. Это связано с аномальными физическими свойствами ТОВ, близкими к свойствам насыщающих флюидов. Дополнительные сложности при интерпретации ГИС возникают из-за разнообразия и значительных изменений минерального состава пород, в результате чего становится невозможно применять ни одну из традиционных методик расчета пористости без знания минсостава. В заключение сложившуюся картину осложняет сама абсолютная величина определяемой пористости: общая пористость пород БС не превышает 10–15%, а открытая пористость, измеренная на неэкстрагированных образцах по газу, не превышает первые проценты. Таким образом, при использовании стандартного подхода при расчете величины общей пористости необходим учет сложного минерального состава пород БС, а погрешность определения величины пористости может оказаться сопоставимой с величиной определяемого Кп.

В связи с вышесказанным хочется отметить высокий потенциал метода ЯМК для определения величины пористости в интервале БС – как наиболее надежного метода пористости в условиях сложного минерального состава. Метод ЯМК:

- Не требует корректировки показаний за литологию как все остальные методы пористости;
- Измеряет объем пустотного пространства в пластовых условиях;

РИС. 14. Пример сопоставления пористости по керну и ЯМК после подбора граничного значения времени релаксации Т2



высоковязкие битумоиды формируют сигнал в левой части спектра Т2 ЯМК, что также упрощает процесс определения открытой пористости в БС.

Для определния эффективных толщин на качественном уровне, либо выделения их экспертно достаточно приведенных выше критериев (литология, хрупкость, пористость). Для оценки Нэфф как подсчетного параметра в рамках работ связанных с подсчетом запасов необходим статистически установленный граничный критерий.

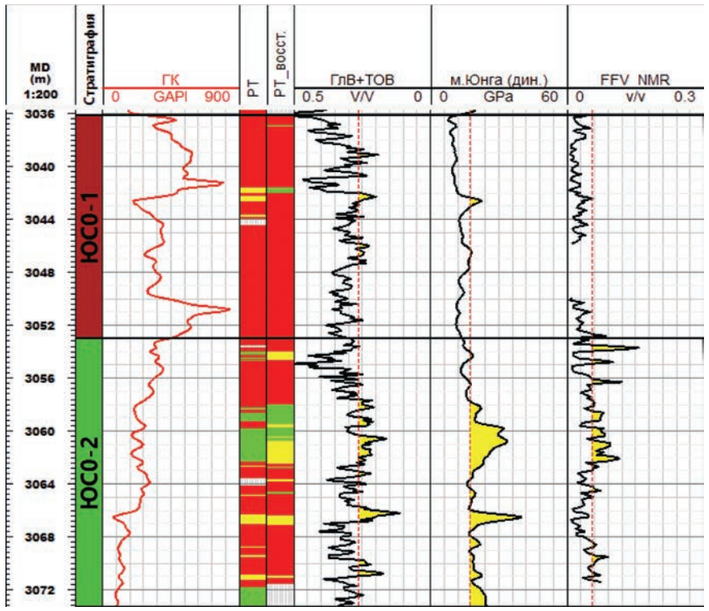
Установить граничное значение по единственному уверенно работающему критерию не удалось. Это обусловлено тем, что каждый из перечисленных критериев не характеризует коллектор самостоятельно. Так, например, литологический критерий (сумма глин и ТОВ) по пониженным значениям может дать ложное срабатывание в интервале уплотненных карбонатных пропластков либо интервалов кварц-халцедоновых опок. То же касается и упругих свойств – наиболее хрупкие интервалы в разрезе БС это карбонатные прослои в нижней толще (рис. 14). Принадлежность их к коллекторам определяется величиной открытой пористости. Величина же открытой пористости по ЯМК не позволяет выделять интервалы потенциально-продуктивных зон.

- Кроме прочего, метод ЯМК позволяет после подбора и обоснования отсечки Т2 определять открытую пористость, что особенно актуально в условиях сложной и изменчивой структуры порового пространства. Связанная вода глин, а также

Используя стандартный подход при расчете величины общей пористости, необходим учет сложного минерального состава пород баженовской свиты, а погрешность определения величины пористости может оказаться сопоставимой с величиной определяемого Кп



РИС. 15. Пример настройки граничных значений для выделения эффективных толщин



«Дерево решений» – метод, представляющий собой правила в виде иерархической древовидной структуры, в каждом узле которой записано граничное условие

В итоге задача была решена путем применения машинного обучения, а именно – с помощью алгоритма «Дерево решений». Данный метод представляет собой правила в виде иерархической древовидной структуры, в каждом узле которой записано граничное условие. На вход алгоритма подавались критерии, которыми могут быть обоснованы эффективные толщины, а также стратиграфия. В результате, на тестовой выборке скважин петротип восстановлен с ошибкой 15%, а ошибка восстановления эффективных толщин составила 8% Таким методом на скважинах месторождения где это позволял комплекс ГИС были восстановлены эффективные толщины независимым от субъективного восприятия специалиста статистическим способом.

Выводы

В рамках проделанной работы:

- Проведен комплексный анализ результатов керновых исследований, по которым был рассчитан минерально-компонентный состав свиты.
- Апробированы и уточнены признаки и критерии выделения эффективных толщин в интервале баженовской свиты.
- Была выполнена апробация статистического подхода к моделированию коллектора со сложным минеральным составом по данным ГИС.
- Создана и апробирована новая методика расчета минерального состава по ограниченному комплексу ГИС.
- Обоснован метод ЯМК и применяемые отсечки для определения пористости по ГИС. ●

Литература

1. *Волков В.А, Шпильман А.В. и др. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Москва, ФБУ ГКЗ, Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, 2018 г., с. 432–482.*
2. *Данько Д.А. Методика выявления перспективных объектов в баженовской свите на основе комплексирования геомеханических, геохимических и геофизических параметров, Москва, РИЦ ЕАГО, Геофизика, 2015 г., № 2, с. 38–47.*
3. *Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазового комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности: дис. ... д-ра геолого-мин. наук, М., 2016. 391 с.*
4. *Haecker A., Carvajal H., White J. Comparision of organic matter correlations in North American shales plays // online library OnePetro, 2016, URL: https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPWLA-2016-Q?id=conference-paper%2FSPWLA-2016-Q (дата обращения: 05.02.2019).*
5. *Moss B., Harrison R. Statistically valid log analysis method improves reservoir description // online library OnePetro, 1985, URL: https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-13981-MS?id=conference-paper%2FSPE-13981-MS (дата обращения: 11.03.2019).*
6. *Алексеев А.Д. К вопросу выделения эффективных толщин в баженовской свите согласно положения нового Временного методического руководства ГКЗ. Недропользование XXI век, 2019, выпуск № 3, с. 40–58.*
7. *Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 310 с.*
8. *Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика / Под ред. Н.Б. Дортман, – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1984, 455 с.*
9. *Электронный ресурс «Библиотека необсаженного ствола». Prime (Geotec). Уфа, 2017г. – URL: http://www.primegeo.ru/assets/files/bns.pdf*
10. *Разработка интерпретационной и петроупругой моделей пород-коллекторов многокомпонентного состава и сложной структуры емкостного пространства / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, Куляпин П.С., Москва, 2016 г. – 26 с.*
11. *Таблица геофизических характеристик модуля Techlog Quanti.Elan.*
12. *Schlumberger, Log Interpretation Charts, 2009 Edition. Appendix B (279–280 p.)*
13. *Меркулов В.П., Посысоев А.А. Оценка пластовых свойств и оперативный анализ каротажных диаграмм / ТПУ, Томск, 2004. – 176 с.*
14. *Статья SPE-171168-RU Комплексная литофизическая типизация пород баженовской свиты по данным керна и комплексу ГИС. Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Хамидуллин Р.А., Белохин В.С., Коробова Н.И., Петракова Н.Н., Бакай А.И., МГУ им. М.В. Ломоносова. 2014 г.*
15. *Тезисы. Совместный семинар EAGE – SPE 2019 Наука о сланцах – Москва, Россия, 8–9 апреля 2018 г. Структурное районирование баженовской свиты в приостровных районах. Беселева Е.В.*, Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Карпов Ю.А. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Хотылев О.В., Мифтахова А.А. (Фонд «НИР»).*

KEYWORDS: *Bazhenov formation, unconventional reservoirs, alternative sources of hydrocarbons, hard-to-recover reserves, mineral component model.*

6–9 ОКТЯБРЯ 2020

GF

X ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ

ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ПАРТНЁРЫ

uniper OMV ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ Комита ГРУППА КОМПАНИЙ ГАЗПРОМБАНК

ОРГАНИЗАТОР

EXPOFORUM

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР

ГАЗПРОМ

ТМК ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ ГМС ГРУППА ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД БАНК РОССИЯ ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2160, 2122)

GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+

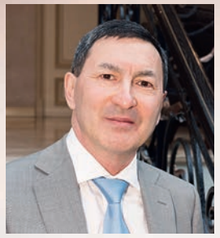
Neftegaz.RU
номер 6/2020 г.

УДК 622.276

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ

Цифровые технологии в добыче нефти



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

ГДЕ СЕГОДНЯ ВНЕДРЯЮТ ПРЕДИКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И УГЛУБЛЕННОГО АНАЛИЗА БОЛЬШИХ ОБЪЕМОВ ДАННЫХ, КАКОВЫ ПРИНЦИПЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ НА ОСНОВЕ ПРОГРАММНЫХ АЛГОРИТМОВ И ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА; КАК ПОВЫШАЕТСЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБРАБОТКИ СЛАБО СТРУКТУРИРОВАННЫХ ДАННЫХ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА И КАКИЕ КОМПАНИИ УЖЕ ВНЕДРЯЮТ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ С УЭЦН НА ОСНОВЕ ИИ? ЭТИ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ ОБСУЖДАЛИСЬ НА 17-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ – 2020»

WHERE ARE PREDICTIVE SYSTEMS WHICH ARE BASED ON COMPUTER-ASSISTED INSTRUCTION AND IN-DEPTH ANALYSIS OF LARGE DATA VOLUMES BEING IMPLEMENTED TODAY? WHAT ARE PROCESS CONTROL PRINCIPLES BASED ON SOFTWARE ALGORITHMS AND ARTIFICIAL INTELLIGENCE? HOW IS THE PROCESS EFFICIENCY BOOSTED FOR WEAKLY STRUCTURED DATA THROUGH THE ARTIFICIAL INTELLIGENCE USE? WHICH COMPANIES ARE CURRENTLY IMPLEMENTING OPERATION MODE CONTROL FOR WELLS FITTED WITH ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS BASED ON ARTIFICIAL INTELLIGENCE? THESE AND OTHER PROBLEMS WERE DISCUSSED DURING THE 17TH INTERNATIONAL PRACTITIONER-DRIVEN CONFERENCE "ARTIFICIAL OIL LIFT – 2020"

Ключевые слова: *механизированная добыча, фонд скважин, нефтесервис, искусственный интеллект, автоматизация производства.*

В Москве состоялась 17-я Международная практическая конференции «Механизированная добыча нефти – 2020», в которой приняли участие более 60 представителей нефтяных компаний, учебных учреждений, заводов-изготовителей, сервисных компаний. Конференция была организована Экспертным советом по механизированной добыче нефти и Центром профессионального развития при информационной поддержке журнала Neftegaz.RU. Было заслушано 22 доклада, в первый день конференции было проведено 22 совещание Экспертного совета по механизированной добыче нефти, во второй день мастер-класс. Несколько докладов было представлено удаленно в режиме видеоконференции, также была организована видеотрансляция. По итогам работы конференции был сформирован Протокол конференции.

В рамках выступления автор рассказал об основных производственных показателях крупных российских нефтяных компаний: добыча нефти; фонд нефтяных скважин по способам эксплуатации; межремонтный период работы скважин и др. Был дан анализ мирового рынка сервисных услуг в динамике в целом и по сегментам. А также, поднята тема возобновляемых источников электроэнергии: показано замещение возобновляемой энергетикой ископаемых видов топлива; дан прогноз консалтинговой компании на увеличение до 50% солнечной и ветровой энергетики и замедление роста спроса на жидкие углеводороды; увеличение спроса в автотранспорте, а также основные тенденции развития крупнейших мировых нефтедобывающих компаний (увеличение доли в сегментах СПГ и нефтехимии; рост в области ВИЭ; освоение новых цифровых технологий; цели по декарбонизации и др.).

ФАКТЫ

К 2022 г.

планируется создание продукта на базе проекта предиктивной аналитики и автоматизированного управления

Е.А. Кибирев, начальник Управления технологии добычи нефти ООО «Газпромнефть НТЦ» представил доклад на тему «Цифровая трансформация процессов добычи нефти компании «Газпром нефть». Обзор ключевых направлений, роль механизированной добычи в стратегии цифровизации компании».

В докладе была обозначена цель программы компании «Газпром нефть» – повышение эффективности процессов добычи за счет создания цифровых инструментов управления базовыми технологическими и бизнес-процессами, описаны бизнес-процессы и проекты функции «Добыча, инфраструктура и операционная деятельность» (технологии подготовки и сдачи нефти, нефтепромысловая химия; технологии добычи нефти; оперативный мониторинг и анализ добычи; трубопроводный транспорт; инфраструктура и механизация и др.).

Сегодня существуют 9 текущих и 8 новых проектов цифровой трансформации функции «Добыча» (ЦТ ФД). Определены КПЭ по каждому проекту, которые суммарно за 5 лет должны снизить затраты на добычу нефти и повысить эффективность добычи нефти.

Технологии решения программы ЦТ ФД – предиктивные системы на основе машинного обучения и углубленного анализа больших объемов данных;

управление технологическими процессами на основе программных алгоритмов и искусственного интеллекта; повышение эффективности обработки слабо структурированных данных на основе применения искусственного интеллекта; безлюдные/малолюдные технологические процессы и производственные объекты; многосценарные модели перспективного развития актива на основе анализа применимости технологий.

Было подробно рассказано о направлении ИС «Автоматическое управление режимом работы скважины с УЭЦН на основе ИИ». Суть проекта – за счет автоматизации управления режимами погружного оборудования повысить скорость реагирования на изменение целевых параметров эксплуатации скважин (изменение технологического режима), снижение недоборов вызванных отклонением от режима, снижение удельных расходов ЭЭ, обусловленных тонкими настройками параметров работы системы «пласт – скважина – УЭЦН». Планируемые сроки реализации проекта – до конца 4 кв. 2022 г.

М.И. Кузьмин, руководитель направления Управления технологии добычи нефти Департамента техники и технологии добычи нефти ООО «Газпромнефть НТЦ» представил доклад «Цифровые инструменты тиражирования новых технологий добычи нефти». Предпосылки проекта – низкая скорость принятия решений при выборе способов и технологий добычи; недостаточная интеграция данных о применимости и экономической эффективности новых технологий в ДО; ручной режим анализа данных по тиражированию новых технологий; критическая зависимость принимаемых решений от квалификации сотрудников; использование в работе методических алгоритмов в виде разрозненных excel-файлов; отсутствие базы исторических данных о применении технологий, их граничных условиях, маркерах и метриках эффективности с целью их дальнейшего тиража.

Решение – поиск оптимальной технологии, расчет эффекта с учетом совокупной стоимости владения будет производиться информационной системой.

Цели проекта – развитие информационной системы для выбора и оценки в ПАО «Газпром нефть» позволит обеспечить минимизацию потерь при добыче за счет ускорения и улучшения качества принятия технологических решений при нештатных ситуациях; возможность агрегирования данных ППДН УСОИ и других ИС в одной системе для наиболее точного подбора технологий; тиражирование испытанных технологий; расширение функционала Системы распространения знаний (СРЗ) – модуля применимости новых технологий добычи (ПиНТ) в его составе, его эргономичности, повышение гибкости и качества данных для снижения зависимости принимаемых технических решений от компетенций конкретных специалистов; повышение уровня компетенции инженерного персонала компании, а также снижения дефицита экспертных ресурсов НТЦ.

Был продемонстрирован интерфейс Системы распространения знаний, в рамках которой реализуется данный проект. Используя систему фильтров пользователь получает информацию по конкретной технологии, результаты ОПИ, имеет возможность провести расчет совокупной стоимости владения оборудованием, сравнить с конкурирующими решениями.

ФАКТЫ

Автоматизация

управления режимами погружного оборудования позволяет повысить скорость реагирования на изменение целевых параметров эксплуатации скважин, снизить недоборов вызванных отклонением от режима и сократить расходы ЭЭ

П.С. Музычук, руководитель направления по технологическим проектам Управления технологии добычи нефти Департамента техники и технологии добычи нефти ООО «Газпромнефть НТЦ» рассказал об эффективных решениях в области эксплуатации механизированного фонда скважин.

Подробно автор остановился на вопросе эксплуатации малодебитного фонда скважин (более половины фонда скважин), основным режимом эксплуатации которого является периодическое кратковременное включение (ПКВ). С учетом наращивания числа станций управления с интеллектуальным режимом начинают отдельно выделяться вариации ПКВ, основанные не на отработке по установленной программой продолжительности отбора и накопления по времени, а на режиме поддержания заданного технологом значения давления и частоты. В целом механизированный фонд скважин по режимам работы подразделяется на постоянно действующий, автоматическое повторное включение, поддержание давления по датчику, периодическое кратковременное включение, чередование частоты.

Обозначены основные вызовы – недостаточный КПД серийно выпускаемых УЭЛН, отсутствие альтернативы УЭЛН, «ручной контроль», определены причины, потенциальные решения, проектные решения.

Сформирована карта применимости технологии, выделена «область интереса» – оборудование с подачей до 15 м^3/сут. и напором до 3000 м. Подробно описана эволюция применения в компании различных вариаций периодической эксплуатации скважин, определен следующий этап интеллектуализации адаптивного режима – развитие с системы «скважина–пласт» до уровня «скважина–куст» и уровня «куст–месторождение».

Реализация концепции по эффективному применению как



стандартного, так и инновационного оборудования не возможна без создания цифровой модели, а модели – без данных, описана проблема качественной обработки информации со скважин. С этой целью необходимы инфраструктурные решения, которые не только проработаны в компании, но уже реализуется комплекс мероприятий по модернизации с постепенным расширением функционала на действующих активах, а также применение инновационных технических решений на новых активах. Это позволит перейти с реактивного подхода на проактивный, который сократит потери нефти от неэффективного метода ручной обработки информации.

ФАКТЫ

Переход

с реактивного подхода на проактивный позволяет сократить потери нефти от неэффективного метода ручной обработки информации

Запущен проект предиктивной аналитики и автоматизированного управления, создание продукта планируется к 2022 г. В данном концепте ключевым является синергия Заказчика и Поставщика технологий. Постепенно в данном направлении происходит переход с неэффективной процедуры проведения ОПИ по шаблону прошлого века на проектно-ориентированный подход. Наиболее эффективной схемой может стать принцип формирования вызовов заказчиком и поиска технологий и актуализации технологической стратегии по нескольким направлениям. Первая категория – прорывные решения, которых не может быть много, это долгосрочные проекты, они нуждаются в особом внимании и в больших инвестициях. Вторая – существующие технологии, которые нуждаются в доработке или в адаптации под требования компании. Это может быть реализовано в краткосрочной перспективе до 3 лет. Третья – технологии, которые уже сегодня можно найти.

В.В. Егоров, заместитель начальника конструкторского отдела ЦБПО ЭПУ ПАО «Сургутнефтегаз» представил доклад на тему «Повышение надежности электропогружного оборудования для добычи нефти». Он рассказал о доработке узла токоввода погружного электродвигателя, которая позволила повысить надежность УЭЛН и увеличить наработку на отказ, а также осветил проведенную работу в 2019–2020 г. по внедрению автоматизированного дросселя, предназначенного для регулирования дебита на устье скважины. Были проведены испытания на 9 скважинах, где был обеспечен вывод на постоянный режим эксплуатации, результаты ОПИ признаны положительными. Потенциальный фонд – скважины с периодическим режимом и дебитом более 13 м^3/сут.; скважины, постоянный режим работы которых, достигнут путем уменьшения частоты питающего тока (применение СУ с ЧРП); вывод сложных скважин на режим после проведения ТКРС.

Специалисты АО «Зарубежнефть» И.П. Саломов и Д.А. Чернов рассказали об оптимизации бизнес-процесса «Механизированная добыча» с применением интеллектуального ПО «АРМ Технолог». Предпосылки проекта – анализ текущей занятости технолога, который показал, что 70% рабочего времени он занят действиями, не добавляющими ценность (сбор информации – 25%; оперативная отчетность – 20%; мониторинг фонда – 25%) и только 30% времени – действиями, добавляющими ценность (анализ работы – 10%; решение проблем – 10%; принятие решений – 10%).

Задача – создание единой информационной системы – автоматизированного рабочего места. Программа была запущена в промышленную эксплуатацию.

В результате проведенной работы повышается скорость принятия решений и качество принимаемых технологом решений, что напрямую влияет на наработку на отказ скважинного оборудования. Приведены несколько показателей работы за 2019 г. – МРП вырос на 12%; коэффициент отказности снизился на 18%; потери нефти сократились на 2%. Планы на будущее – создание верхнего уровня в корпоративном центре; внедрение программного обеспечения в дочерних обществах; внедрение интеллектуальных алгоритмов и т.д.

Н.В. Стариков, руководитель технологической группы ЦИТС НГДУ «Комсомольскнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» представил доклад «Критерии оптимального режима работы ЭПУ в нефтяных скважинах малодебитного фонда». Малодебитный фонд скважин НГДУ «Комсомольскнефть» (пласт ЮС2) составляет 54%, средний дебит 21 м^3/сут. Основные проблемы



– низкая наработка на отказ, высокое энергопотребление, соответственно высокие затраты на эксплуатацию. В 2017 г. в НГДУ было зафиксировано снижение наработки на отказ УЭЦН на 22 суток. Был проведен анализ работы фонда скважин, выявлена (в среднем на 40%) меньшая наработки на отказ УЭЦН работающих в постоянном режиме (УЭЦН25 и меньших типоразмеров) в сравнении с периодически работающими УЭЦН50, 80. Основные причины отказов – солеотложение, мехпримеси. Были разработаны критерии подбора низкодебитного оборудования – до 15 м³/сут. (по всем пластам) – КПЭ (50, 80). Вторая группа (15–21 м³/сут.) – пласт ЮС2 периодический режим УЭЦН30, 35 и для остальных пластов постоянный режим УЭЦН15, 20. Критерии были введены в конце 2018 г., достигнуто увеличение наработки на отказ, сокращение количества отказов на 100 скв. фонда с 46 до 42, потребление электроэнергии на 1 скв. фонда с 460 до 430 кВт·ч.

ФАКТЫ

Солеотложение

и мехпримеси – основные причины отказов оборудования

Также с докладами выступили А.Н. Дроздов (РУДН), В.Н. Ивановский (РГУ им. Губкина), Е.А. Тарасов («Русвьетпетро»), О.С. Лихачев («Газпромнефть-Восток»), Д.Н. Зубенин («Новомет»), А.В. Трулев («Римера»), Е.Е. Григорян («Ижнефтепласт»), Ю.В. Кирпичев (ООО «РЕАМ-РТИ»), Ю.В. Ларин (ООО «Союз-Техно»), А.В. Ильин (ЗАО «Электон»), Д.И. Каторгин («Пермэнергокомплект»), М.С. Уткин («ЭЛКАМ»), А.В. Вострухин («Система-Сервис») и др.

В рамках конференции состоялось 22 совещание Экспертного совета по механизированной добыче нефти, на котором были рассмотрены направления деятельности Экспертного совета, а также вопросы, связанные с эффективным подбором оборудования для эксплуатации скважин с высокими пластовыми температурами. Д.А. Баталов обозначил существующую проблему – низкий уровень наработки на отказ за счет ускоренного старения изоляции обмотки ПЭД и погружного кабеля; снижения надежности гидрозащиты; интенсивного выпадения солей; снижения энергетической эффективности эксплуатации УЭЦН и необходимость применения дорогостоящего термостойкого оборудования.

Была дана информация о применяемом в ПАО «Сургутнефтегаз» оборудовании для работы в высокотемпературном фонде скважин и озвучены постановочные вопросы:

- Выбор видов и исполнения термостойкого оборудования ЭПУ для эксплуатации пластов с глубинами залегания 2700–2900 м и пластовыми температурами 90–100 °С и более 100 °С.
- Подбор энергоэффективного дизайна ПЭД, обеспечивающего надежную эксплуатацию в условиях, осложненных высокими температурами и гидростатическими давлениями около 30 МПа.
- Существующие методики, критерии подбора и внедрения термостойкого оборудования ЭПУ в зависимости от условий эксплуатации, в том числе методики расчета эффективной длины термовставок в кабельных линиях.
- Обеспечение оперативного контроля режимов эксплуатации ЭПУ (электродвигатель, насос, кабельная линия), в том числе контроль тепловых режимов.
- Методология прогноза остаточного ресурса УЭЦН, кабельных линий.

18 марта был проведен мастер-класс на тему «Азбука инноваций», в рамках которого автор осветил вопросы понятия и типов инноваций, рассказал, что такое закрытые и открытые инновации, каковы их инструменты и другие вопросы.

Д.А. Гришанов, руководитель проектного офиса ООО «Иннопорт» (г. Москва) – акселератора Уральского Федерального Университета (УрФУ) дополнил выступление реальными кейсами акселератора УрФУ, поделился опытом оценки проектов, выделил основные этапы акселерации, высказал мнение по наиболее типичным ошибкам стартапов, дал информацию по основным тенденциям рынка венчурного инвестирования. ●

Keywords: *mechanized production, well Fund, oil service, artificial intelligence, production automation.*



РОССИЯ БРОСАЕТ АМЕРИКЕ ВЫЗОВ ИЗ ЛЕВАНТА

رأي اليوم

Илия Магнаир

Отношения России и Сирии – это партнерство двух союзников, а не попытка навязать свое господство, как это делает Америка. В 2013 году сирийский президент попросил о помощи своих союзников в Иране и Ливане, а позже обратился с той же просьбой к Москве. Российские силы сыграли важную роль в военном противостоянии. Хочет ли Россия единолично контролировать Левант?



Президент Сирии воспринимает российского президента в качестве стратегического союзника, хотя Москва сотрудничает с Израилем – врагом сирийцев. Она решила развивать партнерство со странами Ближнего Востока, а это значит, что она хочет найти сильных союзников в Сирии, Ливане и Ираке.

Россия считает, что Америка терпит поражение и ей следует воспользоваться слабостью президента Д. Трампа, чтобы добиться новых успехов на ближневосточном фронте и закрепиться в теплых водах Средиземного моря.

Кризис, с которым столкнулись американские власти, конфликты с Китаем, Россией и Ираном говорят о неспособности Трампа уничтожить русского медведя и китайского дракона, желающих ослабить американское международное влияние и создать стратегический альянс с Ираном, Сирией и их союзниками на Ближнем Востоке.

КАК ОБВАЛ ЦЕН НА НЕФТЬ МОЖЕТ ОСЛАБИТЬ ГЛОБАЛЬНУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ

The American Conservative

Кевин Браун

Падение цен на энергоносители – это удар по экономике многих стран, не только России. В списке пострадавших не последнее место занимает Америка. А еще – Южный Судан, Египет, Нигерия... Катастрофа с падением цен на нефть во всех них может изменить политику – причем не в сторону стабилизации.

К лету 2008 г. промышленность достигла исторических максимумов. Финансовый кризис того года в сочетании с ростом добычи в США и появлением других стран в качестве серьезных энергетических игроков – все это привело к перенасыщению рынка.

Сторонники «зеленой энергетики» ликуют по поводу финансовых проблем у сектора ископаемых видов топлива, надеясь, что это толкнет людей к использованию ВИЭ. Странные надежды: спрос упал на всю энергию.

Многие государства Африки и Ближнего Востока в настоящее время вынуждены преодолевать проблемы, связанные с возможностью конфликта внутри их регионов. Добавьте сюда повышение уровня безработицы и увеличение долгового бремени. И все эти проблемы усугубляются низкими ценами на ископаемые энергоносители. При этом путинская Россия столкнулась еще и с серьезными внутренними и геополитическими вызовами, которые потенциально могут спровоцировать новые конфликты на периферии Европы.

САУДОВСКАЯ АРАВИЯ И РОССИЯ ГОТОВЯТСЯ К НОВОМУ НЕФТЯНОМУ ПРОТИВОСТОЯНИЮ. ВЕРНЕТСЯ ЛИ ЦЕНОВАЯ ВОЙНА?

ALJAZEERA

Министры стран ОПЕК+ должны встретиться и принять ряд дополнительных решений, необходимых для достижения баланса на мировом рынке нефти. Но между ключевыми игроками сохраняются противоречия, которые могут привести к новой ценовой войне.



Некоторые страны предпочитают продлить до конца года систему максимальных квот. С другой стороны, противники этой идеи, включая Россию, предпочитают постепенное увеличение добычи. Как полагают эксперты, эти разногласия могут привести к возобновлению ценовой войны. В конце мая цены на нефть продолжали расти. Это подорожание считается результатом продления действующего соглашения о сокращении добычи после июня. Рынок беспокоит неоднозначность российской позиции в то время, когда наблюдается необходимость сохранять текущий уровень сокращений. Если спрос на нефть продолжит увеличиваться, в течение второй половины года появится дефицит, что позволит «переварить» объемы, накопленные за последний период. ●

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ УВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВОЗНИКАЕТ РЯД ВАЖНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ. ГЛАВНАЯ ИЗ НИХ – ЭТО СОГЛАСОВАНИЕ ИНТЕРЕСОВ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ, ГОСУДАРСТВА И ОБЩЕСТВА. ПОД ЭТИМ УГЛОМ ЗРЕНИЯ РАССМАТРИВАЮТСЯ ЗАДАЧИ УСТАНОВЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ СРОКОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ВЫБОРА ЛУЧШЕГО ВАРИАНТА ПРОЕКТА, ЛИКВИДАЦИИ ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В КОНЦЕ ЕГО РАЗРАБОТКИ, ФОРМИРОВАНИЯ МЕХАНИЗМОВ СОЗДАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛИКВИДАЦИОННОГО ФОНДА. ОБОСНОВЫВАЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО МЕХАНИЗМА РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЕГО ПОСЛЕДУЮЩЕЙ ЛИКВИДАЦИИ

A NUMBER OF SIGNIFICANT ECONOMIC PROBLEMS ARISE AT DESIGNING THE HYDROCARBON DEPOSIT DEVELOPMENT. THE MOST SIGNIFICANT OF THEM CONSISTS IN COORDINATING THE INTERESTS OF A SUBSURFACE USER, THE STATE AND SOCIETY. THE PROBLEMS OF ESTABLISHING THE JUSTIFIED TERMS FOR DEPOSIT DEVELOPMENT, CHOOSING THE OPTIMUM PROJECT VERSION, REMOVAL OF THE DEPOSIT FACILITIES AT THE END OF ITS EXPLOITATION, AND ELABORATION OF MECHANISMS FOR THE DECOMMISSIONING FUND ESTABLISHMENT AND UTILIZATION ARE CONSIDERED FROM THIS PERSPECTIVE. THE NECESSITY TO DESIGN THE ORGANIZATIONAL AND ECONOMIC INSTRUMENT FOR IMPLEMENTING THE DEPOSIT DEVELOPMENT PROJECT AND ITS SUBSEQUENT ABANDONMENT IS JUSTIFIED

Ключевые слова: *разработка месторождений, проектирование, баланс интересов, экономические проблемы проектирования месторождений, нефтегазовые компании.*

УДК 553.9



Смоляк Сергей Абрамович
д.э.н., главный научный сотрудник ЦЭМИ РАН



Разработка месторождений как объект государственного регулирования

Разработка месторождений полезных ископаемых (МПИ) является важным предметом государственного регулирования. Это обусловлено не только большим (в 2018–2019 гг. – 21–22%) вкладом этого сектора экономики в консолидированный бюджет, но и тем, что сами МПИ являются объектами государственной собственности. В таком случае важной задачей государства является формирование такого организационно-экономического механизма разработки МПИ, который обеспечивал бы наиболее эффективное использование богатств недр в условиях неполной и неточной информации о характеристиках процесса дальнейшей разработки месторождения. При этом возникают такие экономические проблемы, как выбор наиболее эффективного варианта проекта (продолжения проекта) и обеспечение своевременной ликвидации объектов месторождения в конце его разработки. В этой статье рассматриваются возможные пути решения этих проблем, в том числе – с учетом специфики проектов разработки месторождений углеводородного сырья (УВС).

Эффективность – для кого?

Как только речь заходит об оценке или повышении эффективности какой-то деятельности, сразу же возникает вопрос: с чьих позиций эта эффективность оценивается? Ведь деятельность, эффективная для какого-либо субъекта, может рассматриваться как неэффективная или просто вредная для какого-то другого субъекта. В теории и мировой практике оценки эффективности инвестиционных проектов принято выделять три вида эффективности: коммерческую, бюджетную и общественную [1, 2].

Коммерческая (в западной литературе – финансовая) эффективность оценивается с позиций коммерческих структур, участвующих в реализации проекта. По сути, она отражает вклад проекта в рыночную стоимость соответствующего экономического субъекта. Естественно, что для разных фирм-участников одного проекта эффективность участия в этом проекте будет разной.

Вопрос в том, с чьих позиций оценивается эффективность. Ведь деятельность, эффективная для одного субъекта, может рассматриваться как неэффективная для другого

Бюджетная эффективность оценивается с позиций государственного бюджета и отражает влияние проекта на доходы и расходы бюджета. Однако государственных бюджетов в стране много: федеральный, субъектов Федерации, муниципальные, бюджеты внебюджетных фондов (ФОМС, ФСС и др.). Соответственно, для каждого из этих бюджетов эффективность одного и того же проекта будет разной. В российской практике оценивают эффективность проекта либо для консолидированного, либо для федерального бюджета, либо для бюджета расширенного правительства (включающего и внебюджетные фонды).

Общественная (социально-экономическая, в западной литературе – social) эффективность оценивается с позиций общества, страны в целом или, как говорили раньше, народного хозяйства. По сути, она отражает вклад проекта в прирост благосостояния общества, т.е. стоимостную оценку всех благ, получаемых обществом от реализации проекта, за вычетом стоимости всех затраченных при этом ресурсов. Важно, что при ее оценке не учитываются *трансфертные платежи* взаиморасчеты между участниками проекта, например, между компаниями, банками и бюджетами всех уровней (такие взаиморасчеты не изменяют общей суммы получаемых обществом благ и рассматриваются как «перекладывание денег из одного кармана в другой»).

Основным показателем каждого вида эффективности проекта является (интегральный) эффект – сумма дисконтированных выгод от проекта за весь срок его реализации. Естественно, что при оценке каждого вида эффективности принимаются в расчет выгоды и ставки дисконтирования соответствующего экономического субъекта – фирмы, бюджета и общества (общественная ставка меньше коммерческой). Отметим, что в разных источниках указанный показатель эффекта именуется по-разному, например, чистый дисконтированный доход проекта или даже чистая текущая стоимость проекта (хотя проекты, в отличие от проектной документации, не продаются и никакой стоимости у них нет).

Принципы и методы оценки разных видов эффективности изложены в [1, 2], но мы не будем пока на этом останавливаться. Важнее другое: до сих пор остается неясным, какой именно из указанных видов эффективности должен быть положен в основу системы государственного регулирования недропользования.

В условиях перехода к рыночной экономике критерием выбора проектов стала коммерческая эффективность

Действовавшая в СССР система регулирования в целом ориентировала всех участников проекта на повышение его народнохозяйственной экономической эффективности. В то же время при решении «более частных» вопросов приоритет отдавался интересам органов отраслевого управления. Поэтому, например, недостаточно внимания уделялось экологическим последствиям реализации проекта, на первом плане стояло увеличение объемов добычи и т.д.

В условиях перехода к рыночной экономике об эффективности проектов стали думать, прежде всего, частные инвесторы. Соответственно критерием выбора проектов (или вариантов одного проекта) стала коммерческая эффективность. Естественно, что пришедшие во власть представители крупного бизнеса стали добиваться, чтобы и проекты, осуществляемые при государственном участии, также отбирались по коммерческим критериям. Правда, тогда становилась невыгодной технологически возможная разработка некоторых эксплуатационных объектов месторождений, и недропользователи стали требовать предоставления налоговых льгот, а у государства возникла потребность в оценке бюджетной эффективности вариантов проекта. При этом налоговые льготы, наряду с проектами социальной и экологической направленности, стали рассматриваться финансовыми властями как печальные исключения из «общего правила», которые желательно минимизировать. Между тем, уклониться от реализации социальных и экологических проектов государство не могло, чтобы не вызвать массового общественного недовольства. Отметим в связи с этим, что Мировой банк (МБ) и Азиатский банк реконструкции и развития (АБРР) поддерживают подобные проекты в разных странах, если их инициаторы расчетами подтвердят их высокую общественную эффективность.

К тому же основные принципы и методы оценки общественной эффективности, изложенные в [1, 2], базируются на наилучшей мировой практике и соответствующих документах МБ и АБРР.

Ориентация на реализацию только коммерчески эффективных проектов («борьба за привлечение инвесторов») в России имела и негативные последствия. При государственной экспертизе проектов перестали обращать внимание на возможные социально-экономические последствия. В результате оказалось, что реализация многих проектов (например, в жилищном строительстве) привела к массовому недовольству населения, и государство было вынуждено применять, по сути, административные меры для

их прекращения. Подобные ситуации вынуждают систему государственного управления в России постепенно переходить к учету не только коммерческой, но и общественной эффективности проектов.

В сфере недропользования вопрос о критериях выбора вариантов проектов в разное время решался по-разному. Вначале выбор рациональных вариантов разработки месторождений УВС производился с учетом показателей коммерческой эффективности (чистый дисконтированный доход недропользователя) и коэффициента извлечения нефти (КИН), который в определенной степени отражал интересы общества к эффективному использованию запасов УВС. Затем стали учитывать бюджетный эффект и, наконец, ввели для месторождений УВС никем в мире не используемый экономически и математически необоснованный критерий $T_{опт}$, якобы учитывающий интересы недропользователя и государства. Его основные недостатки были указаны в [3, 4] и др., и мы не будем их перечислять. Между тем, осуществляя от имени общества функции управления национальной экономикой, государство должно исходить из интересов общества, а при выборе вариантов проектов разработки МПИ учитывать и их общественную эффективность, что, конечно, не предполагает идеальности официальной методики [1] ее оценки.

Проблема согласования интересов

Какой бы критерий ни был принят государством для выбора утверждаемого варианта проекта разработки МПИ, он никогда не будет в полной мере отвечать интересам всех участников проекта. При этом может оказаться, что для некоторых субъектов утвержденный вариант окажется неэффективным. Тогда они попытаются принять все доступные им меры для того, чтобы не допустить его реализации или изменить проект в «нужную для них» сторону (например, найдутся причины, чтобы использовать иную сетку скважин, не применять предусмотренные в проекте МУН, добывать больше из одних залежей и меньше – из других). Чтобы такого не произошло, необходимо, чтобы бюджет и все участвующие в проекте фирмы получали положительный эффект от реализации проекта. Обеспечить это, в принципе, можно, подобрав подходящий организационно-экономический механизм реализации проекта, под которым мы понимаем описание основных элементов всей системы взаимоотношений участников проекта (включая, конечно, и недропользователя и государство).

О том, что большинство крупных государственных инвестиционных проектов не реализуется вообще или реализуются совсем не в том виде, в каком они намечались, не знает только ленивый. Менее известно, что причины этого выявлялись еще на стадии их государственной экспертизы. И состояли они в том, что в представленных на экспертизу проектных материалах никогда не приводился (с необходимыми обоснованиями) организационно-экономический механизм реализации проекта. Действующие требования к составу проектной документации не предусматривают этого и сейчас. Видимо, при утверждении этих требований чиновники считали, что возникающие в ходе реализации проекта проблемы надо решать тогда, когда они возникнут.

Большинство крупных государственных инвестиционных проектов не реализуется вообще или реализуются совсем не в том виде, в каком они намечались

К сожалению, как правило, оказывается, что именно в этот момент решить их не удается. Более того, многие проектные технические и технологические решения зависят от того, как будут решены некоторые возникающие в будущем проблемы. Приведем упрощенный пример.

Проект разработки нефтяного месторождения предполагается осуществлять в условиях действующей налоговой системы. Этому отвечает определенный «наилучший» вариант разработки, определенные сроки рентабельной разработки, объем извлекаемых запасов нефти и КИН. Допустим теперь, что организационно-экономический механизм проекта предусматривает применение пониженной ставки НДПИ *с момента достижения определенного уровня КИН*. В этом случае становится выгодным в прежнем «наилучшем» варианте продолжать разработку дольше и увеличить общие объемы добычи. Более того, если бы недропользователь с самого начала знал о снижении ставки НДПИ с момента достижения определенного уровня КИН, то оптимальным для него мог оказаться какой-то иной вариант разработки.

По нашему мнению, проекты разработки месторождений УВС должны обязательно предусматривать организационно-экономический механизм их реализации, обеспечивающий выгодность соблюдения недропользователем основных проектных решений и невыгодность отступлений от них. Тогда недропользователь, по сути, в обмен на свое согласие реализовать утвержденный вариант проекта получает обязательство государства по предоставлению ему необходимой поддержки в определенных возможных в будущем ситуациях. При этом организационно-экономический механизм утвержденного проекта становятся как бы «внутренним законодательством» этого проекта, дополняющим (с согласия сторон) «официальное» законодательство в части, касающейся выполнения определенных технических и технологических проектных решений. Обеспечить же необходимое согласование интересов недропользователя и государства административными методами – приказами или инструкциями – нельзя, такой результат может быть достигнут только экономическими мерами.

Разумеется, в связи с появлением новой информации утвержденный ранее проект разработки месторождения должен уточняться. По существу, после первого же уточнения он превращается в проект **продолжения** разработки, который может потребовать корректировки некоторых проектных решений. Однако по мере реализации проекта «поле» таких корректировок сужается, поскольку изменить некоторые из ранее принятых проектных решений оказывается практически невозможным.

Выше говорилось, что для реализации проекта в полном объеме необходимо, чтобы его реализация обеспечивала бы недропользователю получение положительного коммерческого эффекта. На это нацелены и действующие инструкции. Однако более внимательный анализ показывает, что этого недостаточно! И дело не только в том, что в ходе реализации могут поменяться «внешние условия» (цены, ставки налогов, доступные технологии добычи, информация о разрабатываемом месторождении и др.). Ведь недропользователь, даже заинтересованный в выполнении проекта, при принятии решений «смотрит в будущее». И если у него появляется возможность отступить от проекта или выйти из него, он будет выяснять, даст ли это ему дополнительные выгоды. А для этого он должен сопоставить коммерческие эффекты от соответствующего варианта *продолжения* проекта, суммируя дисконтированные (к текущему году) чистые доходы, генерируемые этим вариантом проекта за весь предстоящий период его реализации [2]. И, если коммерческий эффект продолжения проекта окажется отрицательным, ему станет выгодным отступить от проектных решений или вообще прекратить разработку месторождения. Подобные ситуации вполне возможны.

Пусть, например, за 1 или 2 года до истечения проектного срока разработки на одной из скважин возникает аварийная ситуация, связанная с отказом скважинного оборудования. Здесь (по проекту) надо было бы провести капитальный ремонт скважины, однако это требует относительно больших затрат, которые «не окупятся» за оставшийся небольшой период последующей эксплуатации. Поэтому ремонтировать скважину не будут, из-за чего изменится динамика добычи нефти из соседних скважин.

Сходная ситуация возникает, когда месторождение находится на завершающей стадии разработки, а фонд для финансирования ликвидационных работ не был ранее создан. Здесь недропользователь, зная, что ему придется в ближайшие годы за свой счет финансировать такие работы, постарается свернуть свою деятельность, вывести активы, а в последнем году разработки объявить себя банкротом.

Отметим, что недропользователь, ведущий себя экономически рационально, будет принимать решения, повышающие рыночную стоимость компании, т.е. дающие положительный коммерческий эффект. Но, если это условие выполнялось в начале разработки, то отсюда не следует, что так будет и в последующие годы. Поэтому уже на стадии проектирования целесообразно убедиться, что в рекомендуемом варианте проекта *в каждом году проектного периода эффект продолжения проекта будет положительным*. А такое требование иногда может нарушаться. Мы видим два возможных выхода из подобных ситуаций:

Проще всего здесь было бы отбросить соответствующий вариант проекта. Логика здесь простая: зачем рекомендовать такой вариант разработки МПИ, который через некоторое время станет невыгодным недропользователю. Правда, при этом рекомендовать придется какой-то другой из рассмотренных проектировщиками вариантов, менее эффективный для общества (например, вариант, не предусматривающий разработку некоторых эксплуатационных объектов).

К сожалению, иногда может оказаться, что все технологически разумные варианты разработки МПИ не удовлетворяют указанному требованию, либо дают слишком низкий общественный эффект. В таких случаях придется скорректировать организационно-экономический механизм реализации проекта. Обычно сделать это можно, предусмотрев определенные меры государственной поддержки, например, налоговые льготы. Но тогда государство оказывается перед выбором:

- согласиться предоставить недропользователю (например, через 4 года) необходимую поддержку, закрепив это обязательство в лицензионном соглашении. Тогда проект в полном объеме будет выполнен;
- отказать недропользователю в поддержке. Тогда разработка месторождения по утвержденному проекту через 4 года прекратится (для чего всегда найдутся предлоги), а часть технологически извлекаемых запасов «останется в земле», не говоря уже о подвисшем вопросе проведения ликвидационных работ.

Ситуации, когда в отдельные годы эффект продолжения проекта разработки месторождений УВС оказывался отрицательным, наблюдалась нами в ходе проведения государственной экспертизы, однако последствия этого не учитывались при утверждении проектных решений. По нашему мнению, исправить положение можно было бы, рассматривая вопрос о выборе лучших вариантов разработки месторождения и установления сроков разработки с участием представителей Министерства финансов. При этом придется решать, что лучше – предоставить проекту поддержку и за счет этого добыть больше ценного сырья, либо не предоставлять такой поддержки, нарушая требования законодательства о рациональном использовании богатств недр и снижая в конечном счете суммарные поступления в бюджет. Заодно специалисты этого министерства, готовящие проекты изменения налогового законодательства, смогли бы убедиться, сколь велики бывают



различия между месторождениями УВС, и почему нельзя решать вопрос о предоставлении налоговых льгот разрабатывающим их компаниям, опираясь на пару-тройку геологических характеристик.

Выше мы говорили, что лучшим вариантом проекта будет тот, который обеспечивает наибольший общественный эффект. Однако реализовать такой подход сегодня нереально. И совсем не потому, что расчеты общественной эффективности трудно проводить (о чем все время говорят некоторые разработчики рекомендаций по выбору наилучших вариантов нефтегазовых проектов). Как раз расчитывать общественную эффективность проекта намного проще, чем коммерческую. Причина в другом – несогласованность представлений Минприроды РФ и Минфина РФ о том, какое поведение недропользователей в большей мере отвечает национальным интересам.

Учитывая это обстоятельство, в настоящее время при рассмотрении и сопоставлении различных вариантов проекта разработки МПИ следует ограничиться только вариантами, обеспечиваюшими недропользователю положительный коммерческий эффект продолжения проекта в каждом году проектного периода (периода рентабельной разработки). Но лучшим из этих оставшихся вариантов следует считать тот, который обеспечивает наибольший общественный эффект.

Ликвидационные работы

Необходимость ликвидировать объекты, созданные при разработке МПИ, вытекает из требований международных соглашений и российского законодательства. Так, Закон РФ «О недрах» содержит требование полной или частичной ликвидации объектов обустройства МПИ по истечении срока действия лицензии или при досрочном прекращении пользования недрами (ст. 26).

Очевидно, что ликвидация МПИ сопряжена с относительно большими затратами (по некоторым оценкам – 5–15% затрат на обустройство месторождения), так что к концу разработки недропользователь должен располагать соответствующими средствами. Поскольку к этому моменту продолжение разработки становится невыгодным, то недропользователь не сможет полностью профинансировать ликвидационные работы из прибыли (даже до вычета налогов). Значит, источником финансирования может быть либо государство, либо созданный заблаговременно ликвидационный фонд. Действующее законодательство не обязывает недропользователей такие фонды создавать, и они имеют возможность переложить эту обязанность на государство, уклонившись от проведения ликвидационных работ (например, объявив себя банкротами, как это не раз случалось в других странах). По нашему мнению, необходимо предусматривать создание ликвидационного фонда (ЛФ) в лицензионных соглашениях и организационно-экономическом механизме проектов разработки МПИ. Тогда по каждому проекту понадобится определять, какие конкретно ликвидационные работы придется проводить, а потом решать, как должен пополняться и использоваться создаваемый для этого фонд.

Оптимальный с точки зрения общества вариант разработки МПИ и последующей его ликвидации предусматривает более длительный период разработки и больший объем извлекаемых запасов, чем любой коммерчески эффективный вариант

Казалось бы, вопрос о составе и объеме ликвидационных работ должен решаться в проекте ликвидации МПИ. Но такой проект, да еще на начальной стадии разработки месторождения, никто составлять не будет. Поэтому при утверждении или последущем уточнении проекта разработки МПИ потребуются лишь ориентировочные оценки ликвидационных затрат, которые, разумеется, могут уточняться при получении новой информации. Кроме того, в принципе возможны несколько вариантов ликвидации. А тогда выбор между этими вариантами необходимо делать по тому же критерию общественной эффективности. Так, проведя рекультивацию, можно сделать занятый ликвидируемыми объектами нефтедобычи участок пригодным для выращивания сельскохозяйственных культур – использование такого участка может дать обществу значительный эффект, и к тому же он будет иметь и более высокую рыночную стоимость. Однако, если наземные объекты и следы от разливов нефти не удалить с участка полностью, на нем не смогут расти ни деревья, ни сельскохозяйственные культуры, и он будет непригоден для рекреационных целей. Ликвидационные затраты станут меньше, но ценность участка для общества и его рыночная стоимость упадут. А от выбора лучшего варианта может зависеть рациональный срок прекращения разработки месторождения. Поэтому сравнивать между собой разные варианты ликвидации недопустимо (хотя бы потому, что они отличаются временем начала работ). Для корректной оценки необходимо рассматривать добычу нефти и ликвидацию объектов МПИ как составные части единого проекта использования земельного участка, включающего и разработку месторождения и ликвидационные работы. Только тогда можно выбрать оптимальный вариант для каждого из этих этапов проекта.

Мы сравнивали варианты разработки одного и того же месторождения по критериям коммерческой и общественной эффективности. В результате выяснилось следующее.

Оптимальный с точки зрения общества вариант разработки МПИ и последующей его ликвидации, как правило, предусматривает более длительный период разработки и больший объем извлекаемых запасов, чем любой коммерчески эффективный вариант. Это связано, в том числе, с тем, что при оценке общественной эффективности не учитываются ни налоги, ни отчисления в ЛФ, зато учитываются затраты на выполнение ликвидационных работ в конце разработки. Такой подсчет выгод примерно отвечает ситуации, когда недропользователь не уплачивает налоги, но зато за счет собственных средств финансирует и разработку месторождения и его ликвидацию. Ясно, что тогда ему становится выгоднее проводить ликвидацию позднее и нести некоторое время небольшие убытки, чем сразу осуществлять большие ликвидационные расходы.

Казалось бы, в последние годы реализации оптимального варианта проекта, когда продолжение разработки становится невыгодным недропользователю, государство должно предоставить ему поддержку. Однако российский министр финансов скорее застрелится, чем согласится на реализацию такого общественно необходимого варианта разработки МПИ – для этого потребовалось бы не только освободить недропользователя от налогов в конце разработки, но и компенсировать ему убытки от добычи в этом периоде. Поэтому реально надо рассчитывать на то, что в утверждаемых проектах сроки разработки (и объемы извлекаемых за этот период запасов) будут меньше общественно необходимых. Скорее всего, в них будет принято, что разработка месторождения будет завершена, когда добыча УВ станет убыточной. Тем самым определится и тот момент, когда необходимо начинать ликвидационные работы.

До сих пор мы рассматривали месторождение как единое целое. Между тем, большое месторождение УВС обычно состоит из отдельных эксплуатационных объектов (ЭО), и, казалось бы, каждый такой объект надо ликвидировать отдельно, особенно – если эти ЭО достаточно удалены друг от друга. Однако здесь возникают технические сложности и обычно экономически целесообразно проводить ликвидационные работы сразу для всего месторождения, после отработки всех ЭО, что мы далее и будем предполагать.

Проблемы формирования и использования ликвидационного фонда

Мы видим, что для обеспечения финансирования ликвидационных работ необходимо, чтобы недропользователь заблаговременно создавал и пополнял необходимый для этого запас денежных средств – ликвидационный фонд (ЛФ). А как это должно происходить практически? Казалось бы, здесь все ясно: недропользователь должен производить отчисления в фонд, там они должны накапливаться до требуемого размера, а потом расходоваться на финансирование ликвидационных работ. Но «в чьих руках» будет этот фонд, кто будет смотреть за правильностью его пополнения и использования?

Если фонд будет государственным, отчисления в него превратятся в своеобразные налоги, а ликвидация объектов месторождения станет обязанностью государства. И мы прекрасно знаем, как в этом случае государство распорядится средствами фонда и обеспечит выполнение утвержденного проекта ликвидационных работ.

Поэтому во многих странах создание ЛФ – обязанность компании-недропользователя, а государство лишь следит за расходованием. Примерно такой порядок установлен в Казахстане, где в соответствии с лицензией на разведку на недропользование компания обязана создать ЛФ для финансирования ликвидации последствий своей нефтегазовой деятельности в течение периода действия контрактов на недропользование. Отчисления в ЛФ должны перечисляться на специальный депозит в любом коммерческом банке Республики Казахстан и использоваться «с разрешения компетентного органа». Конечно, при этом возникает риск того, что к моменту прекращения разработки месторождения или при банкротстве компании средств в фонде не хватит для финансирования ликвидационных работ, и разницу придется покрывать из бюджета. Поэтому США, Великобритания и Норвегия не только установили обязательные требования по проведению ликвидации МПИ, но и предусмотрели определенные финансовые механизмы, снижающие подобные риски. Так, по законодательству Великобритании, при нехватке средств в ЛФ их должны восполнять и компании, которые ранее продали свое участие в проекте.

Таким образом, государство должно не только наблюдать за пополнением, расходованием и сохранностью средств ЛФ, но и регулировать эти процессы, в том числе – и при утверждении организационно-экономического механизма проекта разработки МПИ. Некоторые способы такого регулирования мы изложим ниже.

О сроках создания и методах пополнения ликвидационного фонда

Представляется, что при установлении сроков создания и методов пополнения ЛФ может быть использован опыт заключения соглашений о разделе продукции. В таких соглашениях, как выяснилось, целесообразно предусматривать сроки начала ликвидационных отчислений и правила, позволяющие определять размеры таких отчислений. По нашему мнению, порядок формирования ЛФ должен стать элементом организационно-экономического механизма реализации проектов разработки МПИ и, следовательно, отражаться в проектной документации. Но здесь надо будет учесть, что по ходу реализации проекта меняются «внешние условия» (цены, ставки налогов, новая информация о месторождении, технологии его разработки, объемах ликвидационных работ, доходности финансовых инструментов и др.). Поэтому указанный порядок, в отличие от закрепленного в СРП, должен быть «гибким», адаптирующимся к текущей ситуации. Предложить его могут как недропользователь, так и проектные организации или государственные органы. Однако в любом случае необходимо будет проверить его «работоспособность». Для этого надо «проиграть» различные возможные при разработке месторождения «нештатные» ситуации и посмотреть, обеспечивается ли в этих случаях своевременное наполнение ЛФ к концу проектного срока разработки МПИ. И только в случае, если это требование будет выполняться, такой порядок можно представлять для утверждения государством.

В таком случае возникают два вопроса:

- как правильно устанавливать срок начала формирования ЛФ?
- в каких размерах и с какой периодичностью пополнять РФ?

Мы рассмотрим (в обратном порядке) некоторые пути их решения, приняв для упрощения, что отчисления в ЛФ производятся ежегодно.

Допустим, что выбран какой-то вариант разработки месторождения и определена стоимость ликвидационных работ (СЛ).

Оказывается, что размеры ежегодных отчислений можно устанавливать, используя разные правила. Рассмотрим три из них.

Правило 1. Отчисления производятся в установленном проценте от **стоимости добытых УВ**. Такая система (она действует, например, в Газпроме), возможно, хороша для крупных компаний, разрабатывающих одновременно много разных месторождений, но не не обеспечивает сбалансированности между накопленным ЛФ и потребностью в ликвидационных расходах для каждого месторождения в отдельности.

Правило 2. Отчисления производятся в установленном проценте от **прибыли**. Процентная ставка при этом подбирается каждый год из условия, что к концу рентабельного периода в ЛФ накопится (с учетом доходности вложений) необходимая для ликвидационных работ сумма. Такое правило удобно для недропользователя, но неудобно для администрирования, поскольку действующая система ориентирована на определение прибыли недропользователя, а не отдельного разрабатываемого им месторождения.

Правило 3. Отчисления производятся по некоторой ставке от **объема добываемых УВ**. Это правило (с некоторыми изменениями) используется в одном из СРП. Метод установления ставки здесь может быть различным. Все такие методы сводятся к своеобразной «амортизации» ликвидационных затрат. Рассмотрим три из них.

Наиболее простой **метод 1** состоит в следующем. Вначале определяют:

- количество лет до прекращения добычи (T);
- ЛФ, накопленный к началу года ($Ф$);
- прогнозируемую на оставшийся период до прекращения добычи доходность вложений средств фонда в финансовые инструменты (d);
- стоимость ликвидационных работ в текущих ценах ($Л$). Если не поступило новой информации о составе и объемах ликвидационных работ, ее можно принять на том же уровне, что и в предыдущем году, с корректировкой на фактический темп инфляции;
- прогнозируемый объем добычи УВ в период с начала очередного года до прекращения добычи ($Д$).

Для определения ставки отчислений в очередном году заметим, что накопленный на депозите к началу года фонд $Ф$ к концу разработки увеличится до $Ф(1+d)^T$, тогда как он должен составить $Л$. Поэтому за счет последующих отчислений к концу разработки в фонде должно накопиться $Л - Ф(1+d)^T$. Это эквивалентно вложению на депозит в конце очередного года суммы $П = Л/(1+d)^{T-1} - Ф(1+d)$. Искомую ставку ($m$) получим, отнеся полученную сумму к предстоящему объему добычи УВ:

$$m = П/Д.$$

Такой метод примерно соответствует рекомендуемому МСФО методу «амортизации» ликвидационных затрат пропорционально объему продукции. Однако он имеет важный недостаток: к концу разработки месторождения ставка m возрастает. А в этом периоде объемы добычи снижаются медленнее, чем прибыль, так что доля ликвидационных отчислений в прибыли растет и может даже превысить 100%.

Та же проблема возникает, даже если применить **метод 2**, предложенный И.Б. Басовичем и описанный в [5]. Он отличается от метода 1 только тем, что величину $Д$ находят как сумму *дисконтированных* (к началу года по ставке d) объемов добычи в последующие годы.

Исправить положение можно, применив **метод 3**, основанный на идее ускоренной амортизации. Исходные данные для расчета искомой ставки здесь те же, что и в методе 1, но в каждом году разработки, *кроме последнего*, к полученной этим способом ставке применяется повышающий коэффициент k, так что окончательная формула изменяется:

$$m = k \cdot П/Д.$$

Анализ показывает, что при таком методе и подобранном надлежащим образом коэффициенте k долю ликвидационных отчислений в прибыли недропользователя можно стабилизировать, при этом начинать формирование ЛФ можно позднее, чем в методах 1 и 2, что для недропользователя выгоднее. Более того, при существенном изменении условий здесь можно при необходимости изменять и коэффициент k.

Перейдем теперь к вопросу о выборе момента начала формирования ЛФ.

Начнем с того, что такой момент не может быть заранее указан какой-то «жесткой» датой. Дело в том, что затраты и результаты проекта могут со временем меняться не так, как это предполагалось при разработке проектной документации, иными окажутся и денежные потоки и длительность рентабельного периода. Поэтому более правильным было бы установить в проектной документации лишь предварительный момент начала формирования ЛФ, и предусмотреть его периодическое (скажем, раз в 3–5 лет) уточнение. Вероятно, целесообразным было бы связать момент начала формирования ЛФ с «оставшимся объемом добычи». Это можно было бы отразить в соответствующем разделе проекта словами типа: «Отчисления в ЛФ начинают производиться, когда объем добычи за последующий период рентабельной разработки составит столько-то тонн».

При выборе момента начала отчислений в ЛФ важно учесть, что более раннему моменту отвечают меньшие размеры отчислений. Это связано с тем, что накопление нужной суммы «растягивается» на более длительный срок и облегчается за счет доходов от вложений средств ЛФ в финансовые инструменты. В то же время коммерческий эффект недропользователя при этом уменьшается, поскольку используемая им ставка дисконтирования обычно превышает доходность вложений средств ЛФ в финансовые инструменты. Казалось бы, в таком случае желательно начинать формирование ЛФ как можно позже. Однако при этом возможна ситуация, когда отчисления в ЛФ начнут составлять слишком большую долю прибыли или даже превысят ее. Представляется, что для учета риска «нештатных» ситуаций целесообразно выбрать такой момент начала отчислений, при котором доля отчислений в прибыли в последующие годы не будет превосходить 30–60%.

Разумеется, выбирать момент начала отчислений в $ЛФ$, правило и метод определения размеров этих отчислений надо совместно, проверяя их на моделях возможных денежных потоков, связанных с разработкой МПИ, учитывая при этом интересы и возможности недропользователя.

Обратим теперь внимание на то, что адаптационные возможности любых механизмов формирования ЛФ ограничены. Допустим, что незадолго до завершения разработки появилась новая технология выполнения ликвидационных работ и их стоимость уменьшилась. Тогда может оказаться, что даже при нулевой ставке отчислений размер ЛФ в момент ликвидации окажется больше требуемого. Это значит, что организационно-экономический механизм реализации проекта должен включать и условия использования «избыточных» средств (например, путем полной или частичной передачи их недропользователю).

Однако возможна и обратная ситуация, когда незадолго до завершения разработки стоимость ликвидационных работ увеличилась и даже полное перечисление всей прибыли в ЛФ не позволяет накопить нужную сумму. Необходимые действия в этой ситуации таже следует предусмотреть в организационно-экономическом механизме реализации проекта. Скорее всего, недостаток средств здесь придется покрывать государству (особенно, если удорожание ликвидационных работ было обусловлено какими-либо государственными решениями).

Вернемся теперь к вопросу согласования интересов недропользователя, государства и общества, затронутому в разделе 3. Рассмотрим ситуацию, когда государством установлен какой-то вариант разработки МПИ, и этот вариант обеспечивает безубыточную работу недропользователя в течение соответствующего проектного периода. Однако, как мы видели, для общества было бы выгоднее продолжить разработку в течение некоторого времени и по истечении этого периода.

Оказывается, можно указать две возможности продолжить реализацию утвержденного проекта в течение некотого времени так, чтобы это не только увеличило общественный эффект разработки МПИ, но и было выгодным для недропользователя.

- Разрешить использовать ЛФ не только для финансирования ликвидационных работ, но и для покрытия плановых убытков, возникающих за пределами рентабельного периода (правда, при этом ликвидационный фонд становится «не совсем ликвидационным»). Например, для покрытия убытков могут быть использованы доходы от вложения средств ЛФ в финансовые инструменты (эти доходы невелики, однако и убытки, возникающие по окончании срока рентабельной разработки, вначале тоже не слишком большие). Заметим, что при таком использовании ЛФ продолжение разработки месторождения не требует каких-либо налоговых льгот. Правда, это позволит лишь незначительно увеличить сроки разработки и объем извлекаемых запасов.
- Снизить ставки некоторых налогов (кроме налога на прибыль), уплачиваемых недропользователем по окончании рентабельного периода. Поскольку утвержденный бюджет не предусматривает поступления налоговых платежей от недропользователя по окончании этого периода, то реализация данного варианта позволит не только добыть больше УВС, но и принести в бюджет дополнительные поступления от недропользователя. Такой вариант проекта окажется выгодным недропользователю и по другой причине: ликвидационные работы понадобится осуществлять позднее, так что размеры ежегодных ликвидационных отчислений уменьшатся.

Разумеется, организационно-экономический механизм реализации проекта может предусматривать и совместное использование обеих указанных возможностей.

Выводы

Учитывая вышеизложенное становится очевидно, что:

- проект разработки месторождения полезных ископаемых (МПИ) должен одновременно включать и проект его ликвидации (вначале – эскизный, ориентировочный, и постепенно уточняющийся в процессе добычи);
- наиболее эффективный для национальной экономики вариант разработки МПИ всегда обеспечивает большие сроки и объемы добычи по сравнению с любым выгодным для недропользователя вариантом, не требующим государственной поддержки;
- сроки разработки МПИ и объемы извлекаемых запасов существенно зависят как от объема ликвидационных затрат, так и от «внешних условий» (система налогообложения, инфляция, появление новой информации о самом МПИ или о новых технологиях добычи полезных ископаемых и ликвидации производственных объектов);
- организационно-экономический механизм проектов разработки МПИ одновременно должен предусматривать и определенный механизм формирования ликвидационного фонда для каждого месторождения, адаптирующийся к изменяющимся «внешним условиям». Такой механизм должен учитывать интересы недропользователя и риски, связанные с недостатком средств в фонде для финансирования ликвидационных работ;
- имеется возможность сделать выгодным для недропользователя продолжение разработки месторождения за пределами рентабельного периода, в том числе – без предоставления ему налоговых льгот.

Автор выражает свою благодарность М.С. Розману за предоставление ряда необходимых материалов и полезные советы

Литература

1. *Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК РФ по стр-ву, архит. и жил. политике. М.: ОАО «НПО Изд-во «Экономика», 2000.*
2. *П.Л. Виленский, В.Н. Лившиц, С.А. Смоляк. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика. Изд. 5-е. М.: Поли Принт Сервис. 2015.*
3. *Смоляк С.А., Закиров С.Н и др. Актуальные проблемы стоимостной оценки извлекаемых запасов нефти и газа и государственного регулирования нефтегазового недропользования // Вестник РАН. Т. 28. № 1. 2018. С. 10–27.*
4. *Дунаев В.Ф. О новом показателе для выбора вариантов разработки объекта нефтяного месторождения // Нефть, газ и бизнес. № 12. 2016. С. 14–28.*
5. *Богданчиков С.М., Перчик А.И. Соглашения о разделе продукции. Теория, практика, перспективы. М.: Нефть и газ, 1999.*

KEYWORDS: *mining, design, balance of interests, economic problems of field design, oil and gas companies.*

ТЕХНОЛОГИИ BAKER HUGHES

для сокращения цикла строительства горизонтальных скважин в Западной Сибири

УДК 622.241

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ПОД КОМБИНИРОВАННУЮ ОБСАДНУЮ КОЛОННУ СУЩЕСТВЕННО СОКРАТИЛО СРОКИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОЦЕССЕ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ В СЕКЦИИ 220,7 ММ НЕ ТОЛЬКО ПОЗВОЛИЛО БУРИТЬ ДО ПРОЕКТНОГО ЗАБОЯ В ОДИН РЕЙС, НО И СУЩЕСТВЕННО УВЕЛИЧИТЬ МЕХАНИЧЕСКУЮ СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ. В РАБОТЕ БУДЕТ РАСКРЫТА СУТЬ ПРОЦЕССА СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДОБНЫХ СКВАЖИН И ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, БЛАГОДАРЯ КОТОРЫМ БЫЛИ ДОСТИГНУТЫ РЕКОРДНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПО СРОКАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ

THE DEVELOPMENT OF COMBINED CASING DRILLING TECHNOLOGY HAS SIGNIFICANTLY REDUCED WELL CONSTRUCTION TIME. THE USE OF THIS ADVANCED TECHNOLOGY TO DRILL WELLS WITH A 220.7MM CROSS-SECTION HAS NOT ONLY ENABLED THE TOTAL DEPTH TO BE REACHED IN A SINGLE RUN, BUT ALSO SIGNIFICANTLY INCREASED THE RATE OF PENETRATION, THROUGH DRILLING PROCESS TECHNOLOGY OPTIMIZATION. THIS REPORT WILL UNCOVER THE KEY POINTS IN THIS WELL CONSTRUCTION PROCESS AND THE TECHNOLOGICAL SOLUTIONS EMPLOYED, WHICH HAVE ACHIEVED RECORD RESULTS IN WELL CONSTRUCTION TIME AND RATE OF PENETRATION

Ключевые слова: *эксплуатационное бурение, роторно-управляемая система, комбинированная обсадная колонна.*

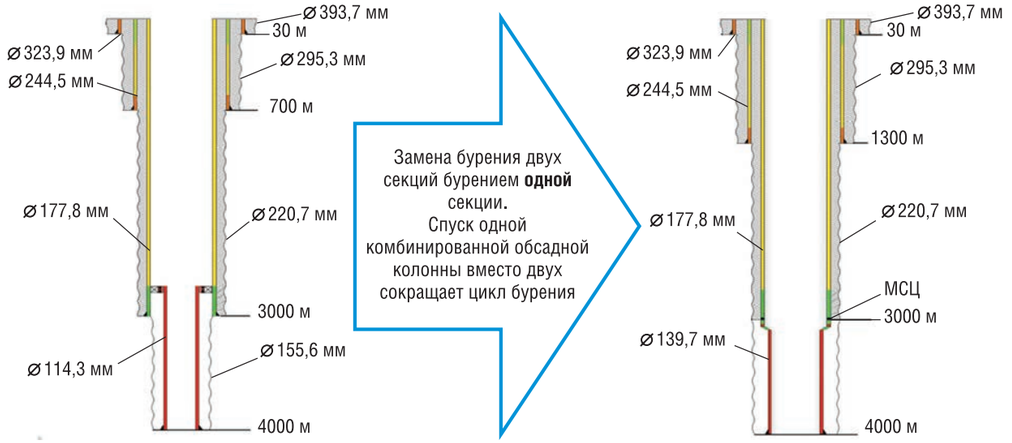
Рамозанов Артур Галильевич
инженер по бурению, Baker Hughes

Васильев Владислав Владимирович
директор по производству, Baker Hughes

В условиях геополитической неопределенности современного мира цены на нефть становятся чрезвычайно чувствительными и волатильными к различного рода факторам. На данные вызовы нефтегазодобывающие предприятия отвечают, в том числе, снижением себестоимости добычи. Этот процесс становится ключевым фактором экономической эффективности данных предприятий. При этом нефтегазодобывающие предприятия увеличивают проходку в эксплуатационном бурении в количественном выражении. Так, за 2014–2017 годы для наращивания добычи на 4% потребовалось увеличить проходку



РИСУНОК 1



в эксплуатационном бурении на 39%. При этом объем разведочного бурения по прогнозу до 2026 года не вырастет и сохранится на уровне 0,70–0,85 млн м в год. В условиях разбуривания традиционных месторождений в Западной Сибири, а также освоения новых крупных в Восточной Сибири, совершенствование техники и технологии бурения сервисными организациями, наряду с ВИНК-компаниями, позволит увеличить проходку в эксплуатационном бурении и сократить себестоимость добычи. Одной из таких технологий и является бурение скважин двухколонной конструкции (2КК), позволяющая существенно уменьшить сроки строительства скважин.

Традиционный процесс строительства скважин на Нижний отдел Меловой системы в Западной Сибири с горизонтальным участком (далее ГУ) предполагает бурение следующих секций: 295,3 секции под Ø245 мм кондуктор; 220,7 секции под Ø178 мм эксплуатационную колонну; 155,6 секции под Ø114 мм хвостовик. Срок строительства таких скважин со стандартной трехсекционной конструкцией варьируется от 20 до 30 суток в зависимости от длины ГУ. Технология бурения скважин под комбинированную колонну позволила уменьшить капитальные затраты на строительство скважины. Данная технология предполагает замену двух операций: бурение под эксплуатационную колонну (178 мм) и хвостовик (114 мм) на одну операцию – бурение под комбинированную эксплуатационную колонну (178×140 мм) с использованием долота диаметром 220,7 мм (рис. 1).

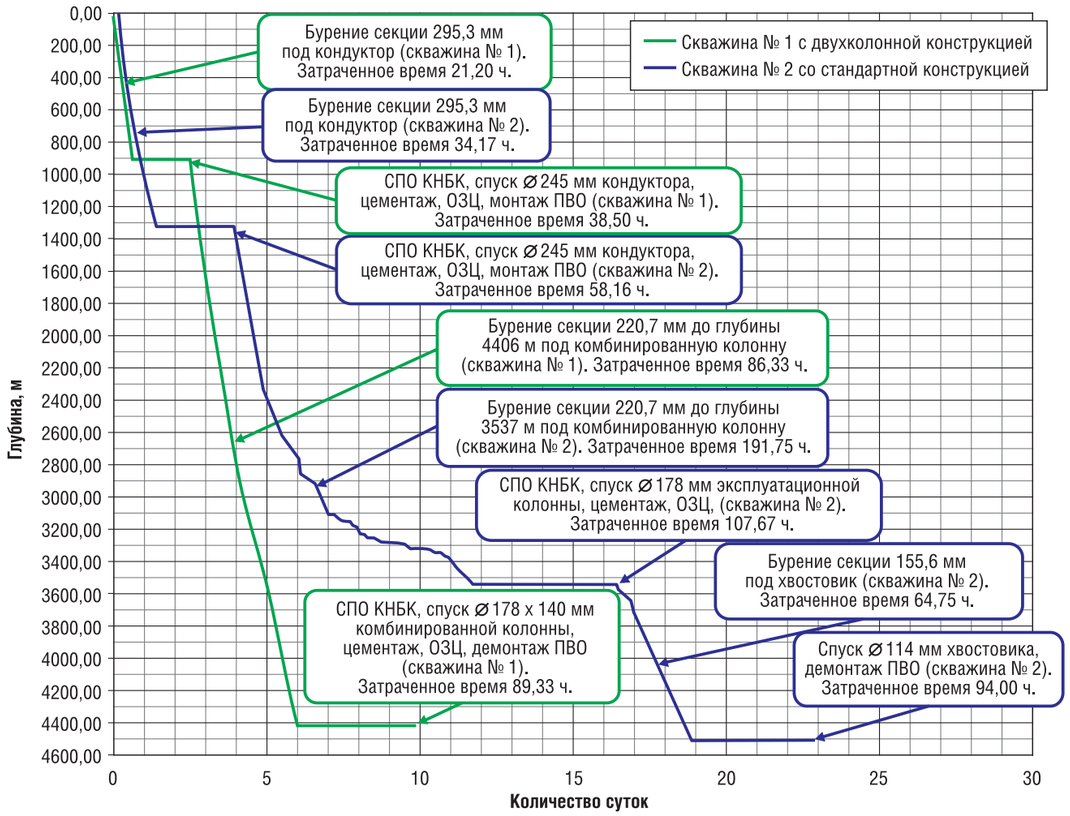
В данный момент преобладает использование роторно-управляемых систем (РУС) при бурении 2КК скважин по сравнению с винтовым забойным двигателем (ВЗД). Это связано с преимуществом РУС безопасно и качественно производить проводку ствола скважин с большой длиной горизонтального участка и большим отходом. ВЗД такими качествами не обладает и его применение ограничено длиной ГУ (до 500 м), типом профиля, фактическими скважинными условиями (коэффициентами трения) и необходимостью «слайдирования». Слайдирование – это процесс набора параметров кривизны без вращения бурильной колонны. Бурение в режиме слайдирования часто приводит к потере продольной устойчивости бурильного инструмента с последующим синусоидальным складыванием (вплоть до возникновения баклин-эффекта), что в совокупности приводит к низкой механической скорости проходки, а в ряде случаев может привести к аварийной ситуации – дифференциальному прихвату.

Преимущества использования РУС заключаются в следующем:

- отсутствие необходимости в слайдировании, процесс вращения бурильной колонны непрерывен;
- высокая механическая скорость проходки;
- низкие локальные интенсивности искривления, фактическая траектория ствола скважины более плавная, отсутствуют проблемы со спуском обсадных колонн;
- получение динамических показаний зенитного угла в режиме реального времени;
- улучшенная очистка скважины как следствие непрерывного вращения бурильной колонны;
- возможность бурения скважин с высокими DDI (индекс сложности бурения), с большими отходами от вертикали;
- проводка ствола скважины в маломощных продуктивных пластах с использованием геонавигации;
- пониженный риск дифференциальных прихватов.

Режимы бурения 2КК скважин с мероприятиями по подготовке транспортного ствола к спуску комбинированной колонны постоянно оптимизируются и совершенствуются. Так, если система очистки буровой установки (БУ) подготовлена для работы с буровым раствором на углеводородной основе, то в процессе бурения проработка ствола скважины не производится. При этом необходимо отслеживать фактическое значение эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП). Превышение фактического значения ЭЦП над расчетным в совокупности с ростом

РИСУНОК 2



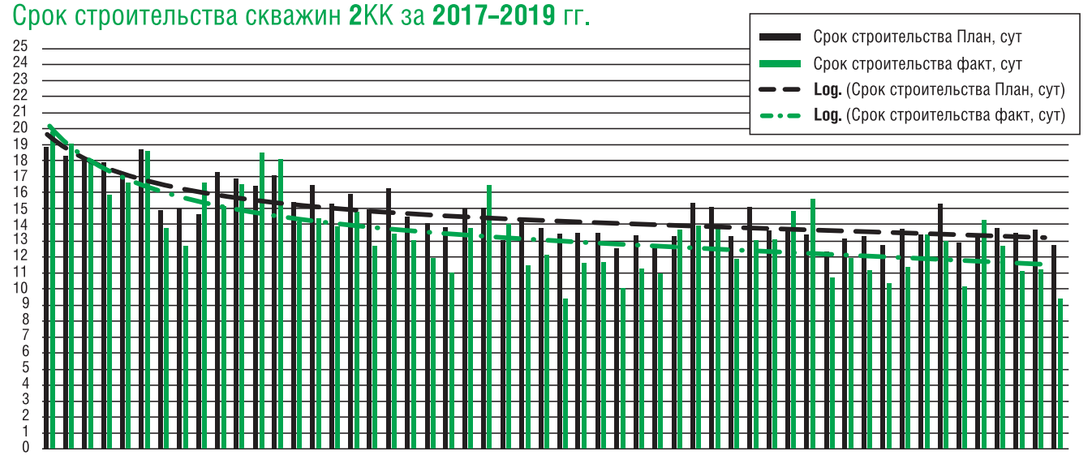
весов и крутящих моментов может сигнализировать о проблемах с выносом выбуренного шлама. Одной из причин проблемы с выносом шлама является высокая скорость проходки. После достижения проектного забоя принято производить обратную проработку для подготовки пробуренного ствола скважины к спуску комбинированной колонны. Для исключения данной операции и сокращения цикла строительства скважины, в настоящий момент рассматривается использование специального забойного оборудования.

Помимо использования высокотехнологичного забойного оборудования, необходимо правильно подобрать породоразрушающий инструмент. Использование PDC долот (Polycrystalline Diamond Compact – поликристаллический алмазный композит) позволяет развивать высокую механическую скорость проходки. Данный показатель является важной частью в сокращении цикла строительства. При подборе долота в первую очередь изучается геологический разрез, породами какой твердости и абразивности сложен массив горных пород. От этого будет зависеть будущий дизайн PDC долота: количество лопастей, количество и размер резцов, диаметр и длина калибрующей площадки, площадь межлопастного пространства. Все эти характеристики, включая отклоняющую способность РУС с выбранным долотом, напрямую будут влиять на развиваемую механическую скорость проходки, с условиями выдерживания программных режимов бурения.

Комплексный инженерный подход к подбору дизайна долота DD505TS позволил установить рекорд механической скорости проходки за 220,7 секцию при бурении 2KK скважины в Западной Сибири – 97,16 м/ч. Суммарная проходка за рейс данной скважины составила 3082 м, при окончательном забое 3923 м. Фактический срок строительства данной скважины составил 9,42 суток, при плановом сроке в 12,75 суток.

Еще одним немаловажным фактором, определяющим успешность бурения до проектного забоя и «чистый» спуск комбинированной колонны, является фактический коэффициент трения. В условиях большой протяженности открытого ствола (протяженность открытого ствола в среднем лежит в диапазоне 3000–4000 м) необходимо поддерживать коэффициент трения на минимально возможном уровне, для избегания аварийных ситуаций. Хорошо себя зарекомендовало применение раствора на углеводородной основе на основе низкотоксичного минерального масла. При использовании подобной системы фактические коэффициенты трения находятся в диапазоне 0,25–0,30, что позволяет безопасно производить проводку скважины и без осложнений спускать комбинированную

РИСУНОК 3



обсадную колонну. Напротив, применение растворов на водной основе чревато высокими крутящими моментами на устье скважины (крутящий момент может достигать 45–55 кН·м), большими весами на подъем и проблемами со спуском комбинированной колонны.

Был проведен сравнительный анализ двух скважин, пробуренных на одном месторождении на один продуктивный пласт. Скважина №1 была пробурена по технологии 2KK скважин с использованием РУС AutoTrak 6 3/4, окончательный забой составил 4406 м, протяженность ГУ составила 1200 м. Скважина № 2 была пробурена по традиционной конструкции для данного месторождения, со спуском эксплуатационной колонны ⌀178 мм и хвостовика ⌀114 мм. Окончательный забой данной скважины составил 4499 м, протяженность ГУ составила 953 м. Результаты анализа были отражены в графике «глубина – день» (ГГД), включающем в себя временные затраты, разделенные по операциям (рис. 2).

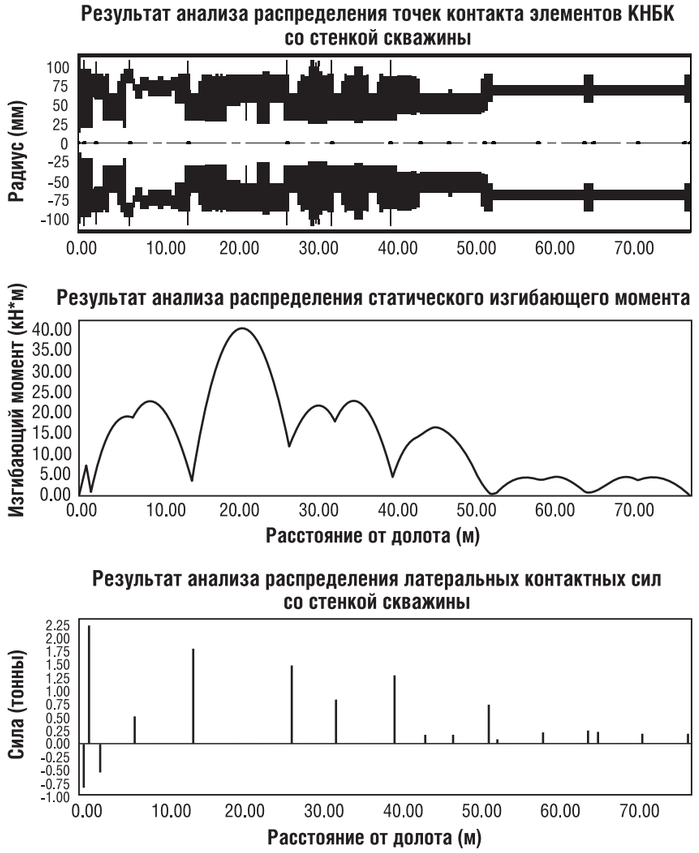
Если сравнивать окончательные сроки строительства выбранных скважин, то итоговый цикл строительства по первой скважине составил 9,83 суток (цикл включает в себя время от подготовительно-заключительных работ к началу бурения до демонтажа ПВО). По второй скважине, пробуренной по традиционной технологии, цикл строительства составил 22,94 суток. Общее сокращение цикла строительства при использовании описываемой технологии составил 42,8%. Такое сокращение достигается за счет исключения ряда операций, не используемых в строительстве скважины с комбинированной колонной. Они включают в себя: спускоподъемные операции КНБК, спуск эксплуатационной колонны ⌀178 мм, с последующим цементажом и ОЗЦ, монтаж и перемонтаж противовыбросового оборудования (ПВО), замена бурильного инструмента под разные секции, бурение под секцию 155,6 мм. Также, помимо исключения вышеописанных операций, сокращение срока строительства достигается за счет высокой скорости механической проходки. Рейсовая скорость по 220,7 секции при бурении первой 2KK скважины составила 73,6 м/ч.

Результаты сроков строительства скважин двухколонной конструкции в 2017–2019 гг., пробуренных в Западной Сибири компанией Baker Hughes, представлены на графике ниже (рис. 3). Если в начале тиражирования данной технологии срок строительства составлял 17–20 суток, то вследствие оптимизации режимов бурения, КНБК, проектных профилей и постоянного совершенствования дизайна долот со второй половины 2018 г. до конца 2019 г. удалось снизить сроки строительства в среднем до 12 суток. По сравнению со стандартной трехсекционной конструкцией в среднем сокращение составило 13 суток (с 25 до 12) или 48%.

Дальнейшее развитие технологии бурения скважин двухколонной конструкции с применением РУС будет происходить не только в плоскости сокращения времени на различные операции, включая бурение. Будет происходить процесс скрещивания с различными технологиями начиная от методов заканчивания скважины до методов интенсификации добычи. Одним из методов интенсификации добычи является бурение многозабойных скважин (МЗС) – «рыбья кость» (fishbone). Данная технология, при которой от одного горизонтального ствола отходят ответвления позволяет существенно увеличить охват нефтенасыщенных интервалов пласта по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной. Многозабойное бурение – эффективный метод интенсификации добычи, является логическим направлением развития технологии горизонтального бурения в условиях геологически сложных залежей: истощенных пластов; краевых зон; участков, осложненных водонефтяными контактными зонами с малыми величинами литологических перемычек.

Опыт бурения скважин двухколонной конструкции, наряду с развитием технологии многозабойного бурения, позволил пробурить в 2019 г. самую протяженную многозабойную скважину двухколонной конструкции в России. Реализация данного проекта была возможна

РИСУНОК 4



благодаря комплексу новейших технологических решений: наработанный опыт бурения скважин двухколонной конструкции и наработанный опыт бурения многозабойных скважин меньшего диаметра.

Перед проектом были поставлены следующие задачи:

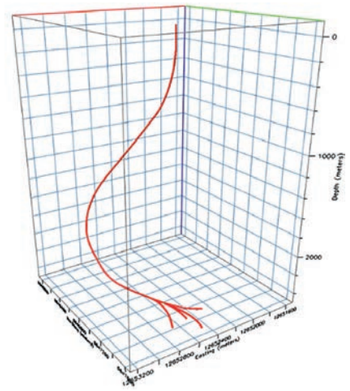
- Бурение из-под кондуктора транспортного ствола, с дальнейшим бурением основного ствола с боковыми ответвлениями, включая срезки, за один рейс долотом 220,7 мм.
- КНБК на бурение с расширенным каротажем в типоразмер 6 3/4 дюйма должна была развивать пространственную интенсивность в 2,5 град./10 м.
- Необходимость сокращения времени срезок для горизонтальных ответвлений.
- Основной ствол должен был быть пробурен без больших локальных извилистостей для успешного спуска комбинированной колонны.

При помощи специализированного ПО были проанализированы возникающие в КНБК изгибающие нагрузки. Первоначальный анализ стандартно применяемых жестких роторных управляемых КНБК с расширенным каротажным комплексом в диаметре 6 3/4 дюйма привел к выводу, что данная КНБК не способна следовать намеченной плановой траектории в связи с ограниченной развиваемой пространственной интенсивностью, а также компоновка будет испытывать повышенные изгибающие моменты, что может привести к выходу из строя оборудования или даже его слому. В результате проделанной работы по оптимизации была разработана новая КНБК для требуемой задачи с использованием гибких стабилизаторов и гибких переводников. Пример моделирования механики бурения с последующим анализом изгибающих моментов см. на рисунке 4.

В результате была проведена успешная опытно-промышленная работа по строительству многозабойной скважины двухколонной конструкции в Западной Сибири (рис. 5):

- За один рейс пробурены три необсаженных горизонтальных ствола и один основной ствол суммарной длиной 5212 м.
- Благодаря использованию каротажных комплексов OnTrak + LithoTrak в процессе бурения все боковые стволы были проведены в целевом нефтенасыщенном коллекторе.
- Максимально оптимизирована технология срезки в открытом стволе, что значительно сократило сроки строительства боковых стволов.
- Самая быстрая срезка – 7,25 ч.
- Срок строительства составил 22,34 суток, при плане в 23,24 суток.

РИСУНОК 5



По полученному опыту пробуренных скважин двухколонной конструкции в Западной Сибири и достигнутым результатам, можно с полной уверенностью утверждать, что данная технология актуальна. Сокращение сроков строительства скважин позволяет нефтегазодобывающим компаниям существенно сократить конечную стоимость строительства, что очень важно в условиях волатильности цен на нефть. ●

Keywords: *production drilling, rotary-controlled system, combined casing.*

РЕКЛАМА

6–9 ОКТЯБРЯ 2020

КЛЮЧЕВАЯ ПЛОЩАДКА СФЕРЫ ТЭК

РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

XXVII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
ГАЗПРОМ ЭНЕРГОХОЛДИНГ

ПАРТНЁР
ГАЗПРОМБАНК

18+
КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2160
EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68
РЕСТЭК® выставочное объединение

ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС

для исследования теплофизических и гидродинамических процессов в жидкостях при их транспортировке

В СТАТЬЕ ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗРАБОТКИ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ЖИДКОСТЯХ ПРИ ИХ ТРАНСПОРТИРОВАНИИ В ЕМКОСТЯХ ПРИ ДИНАМИЧЕСКОМ ИЗМЕНЕНИИ ИХ ОРИЕНТАЦИИ В ПРОСТРАНСТВЕ. КОМПЛЕКС ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ СБОРА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ И ИЗМЕНЕНИИ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ВНУТРИ И СНАРУЖИ, И ИЗМЕНЕНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ СТЕНКИ ТРАНСПОРТНОГО СОСУДА ПРИ СТАТИЧЕСКОМ И ДИНАМИЧЕСКОМ ИЗМЕНЕНИИ ЕГО ОРИЕНТАЦИИ В ПРОСТРАНСТВЕ. ДАННЫЕ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ УСЛОВИЙ ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ КРИОГЕННЫХ И ДРУГИХ ЖИДКОСТЕЙ

ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF DEVELOPMENT OF A SOFTWARE AND HARDWARE SET FOR INVESTIGATION OF THERMOPHYSICAL AND HYDRODYNAMIC PROCESSES IN LIQUIDS DURING THEIR TRANSPORTATION IN VESSELS WITH DYNAMIC CHANGE OF THEIR SPATIAL ORIENTATION. COMPLEX IS DESIGNED TO COLLECT EXPERIMENTAL DATA ON DISTRIBUTION AND CHANGE OF THE TEMPERATURE FIELD INSIDE AND OUTSIDE, AND CHANGES IN TEMPERATURE OF THE TRANSPORT VESSEL WALL, IN CASE OF STATIC AND DYNAMIC CHANGE OF ITS SPATIAL ORIENTATION. TEMPERATURE FIELD DISTRIBUTION DATA ARE NEEDED TO ASSESS STORAGE AND TRANSPORT CONDITIONS OF CRYOGENIC AND OTHER LIQUIDS

Ключевые слова: *морская качка, стенд имитации динамического изменения положения сосуда в пространстве, программно-аппаратный комплекс, измерение температуры.*

УДК 536.24

Юша Владимир Леонидович
заведующий кафедрой Холодильная и компрессорная техника и технология, ОмГТУ, профессор, д.т.н.

Гошля Роман Юрьевич
доцент кафедры Холодильная и компрессорная техника и технология, ОмГТУ, к.т.н.



В настоящее время ведутся работы по созданию универсальных математических моделей, которые описывают физические процессы, происходящие в транспортных емкостях при транспортировании в них и длительном хранении криогенных жидкостей и сжиженный природный газ.

Разработка адекватных моделей невозможна без применения экспериментальных данных. Экспериментальные данные должны учитывать распределение температурного поля в жидкости как внутри, так и снаружи емкости, период и угол наклона емкости при движении. Все эти экспериментальные данные значительно усложняют модель и требует значительных ресурсных затрат связанных со сбором экспериментальных данных.

Проблема изучения теплофизических и гидродинамических процессов в жидкостях транспортируемых в емкостях в настоящие время актуальна, и частично изучена, т.к. для создания полноценной модели необходимо учитывать процессы, описываемые следующими науками: гидрогазодинамикой, теплофизикой, теплотехникой, механикой. Причинами этого являются разные по форме сосуды, и разные процессы теплопередачи в зависимости от того сосуд находиться в горизонтальном положении или изменяет свое положение в пространстве.

Литературный анализ источников [1–7] показал, что в настоящие время бурно изучаются теплофизические и гидродинамические процессы возникающие в транспортных емкостях при их транспортировке путем моделирования этих процессов средствами математического моделирования в среда ANSYS и MathLab, но не одна из моделей описываемых в данных источниках не подвергается практической верификации.

В процессе транспортировки жидкость в сосуде испытывает возмущающие воздействия, в результате которого изменяются условия теплообмена, по причине которых для некоторых типов жидкостей наступает условия их испарения и в результате происходит естественная убыль жидкости от 20% до 30% [8].

Особенно актуальным на сегодня является рассмотрение поставленного вопроса применительно к средствам хранения и транспортировки водорода, сжиженного природного газа (СПГ) и этилена.

В настоящее время решается задача создания современных высокоэффективных и безопасных систем долговременного хранения сжиженного природного газа (СПГ), в конструкции которых были бы максимально учтены все нюансы тепломассообменных процессов внутри криогенного резервуара [9, 10]. Однако вопросы, связанные с накоплением экспериментальных данных, необходимых для верификации математических моделей практически не рассматриваются.

В настоящей работе был разработан программно-аппаратный комплекс предназначенный для исследования процессов теплообмена в транспортных емкостях при динамическом изменении их ориентации в пространстве. Комплекс состоит из двух узлов: системы сбора данных (комплекса измерения температуры и угла наклона подвижных платформ) и стенда имитации качки.

Комплекс позволяет контролировать следующие параметры:

- изменение текущего температурного поля в транспортном сосуде во время рабочего цикла;
- контроль текущего угла наклона подвижных платформ;
- температура – от минус 196 °С до 130 °С;
- период опроса каналов системы сбора данных – от 0,01 с до 60 с;
- точность измерения температуры ±0,1 °С.

Основные характеристики модуля аппаратной части комплекса показаны в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Технические характеристики модуля сбора данных программно-аппаратного комплекса

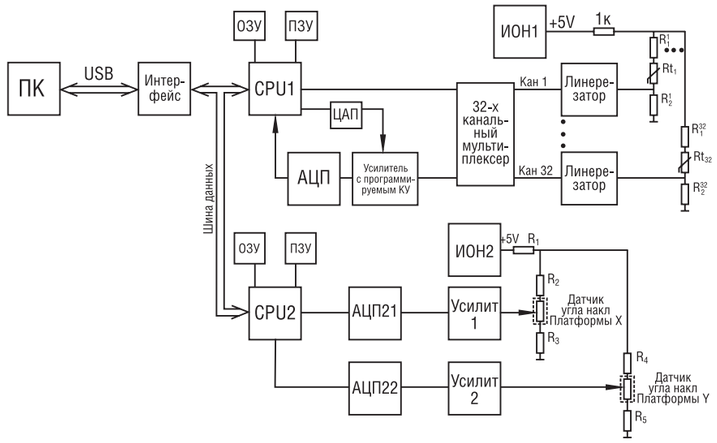
Количество каналов	32 с «общей землей»
Разрядность АЦП	14 бит
Эффективная разрядность	13,3 бит (100 кГц, диап. изм 2,5 В)
Входное сопротивление (при одноканальном вводе)	Не менее 10 МОм
Поддиапазоны измерения входного сигнала	±10 В; ±2,5 В; ±0,6 В; ±0,15 В
Максимальная частота преобразования	200 кГц (для внутренней или внешней аппаратной синхронизации)
Синхронизация	От внешнего синхросигнала, по уровню аналогового сигнала, внутренняя. Возможна многомодульная синхронизация
Защита входов	±30 В (питание вкл.) ±10 В (питание выкл. и в режиме suspend)
Микроконтроллер	
Тип	AT91SAM7S256
Тактовая частота	48 МГц
Внутреннее ОЗУ данных	64 Кбайт
Внутреннее ППЗУ программ	256 Кбайт
ЦАП	
Количество каналов	2
Разрядность	16 бит
Время установления ЦАП	0,7 мкс
Режим работы ЦАП	Синхронный, асинхронный
Максимальная частота выдачи данных	200 кГц
Выходной диапазон	±5 В
Выходной ток, не более	±10 мА
Цифровые входы и выходы	
Входы-выходы синхронизации	Вход прерывания контроллера, вход-выход синхронизации АЦП
Питание	от шины USB
Потребляемый ток	До 240 мА (в активном режиме без ЦАП), до 380 мА (в активном режиме с ЦАП)
Выходы для питания внешних цепей	+5 В, до 100 мА, ±15 В, до 20 мА по каждой из цепей (опция)
Габариты	129 x 95 x 26 мм

Как видно из характеристик данный модуль обеспечивает частоту аналого-цифрового преобразования до 200 кГц, что является достаточным для решения большинства задач по сбору данных. Также в нем имеется возможность выбора необходимого коэффициента усиления сигналов, что позволяет использовать в одной системе датчики различного типа.

На рисунке 1 показана структурная схема аппаратной части комплекса.

Архитектура аппаратной части комплекса позволяет независимо управлять тремя объектами: АЦП, ЦАП и цифровым вводом-выводом. В частности, реализуется независимость частот АЦП и ЦАП в синхронном режиме. Ввод-вывод этих объектов управления может быть независимо запущен или остановлен. Возможен как

РИС. 1. Структурная схема аппаратной части комплекса



синхронный, так и асинхронный (однократный) режим, как АЦП, так и ЦАП.

Функционально схема состоит из:

- микропроцессора типа AT91SAM7S2568, осуществляющего внутреннее управление модулем и поддержку интерфейса USB, а также отладочного интерфейса JTAG [11];
- 32-канального мультиплексора, предназначенного для коммутации сигналов с аналоговых входов на вход усилителя [12, 13];
- усилителя, имеющего 4 уровня коэффициента усиления;
- 14-ти битного АЦП последовательного приближения LTC1416;
- EEPROM объемом 1 Кбайт, необходимую для хранения калибровочных коэффициентов;
- двухканального 16-тибитного ЦАП;
- кварцевого генератора для синхронизации.

Вся периферия контроллера, относящаяся к сбору-выдаче данных (АЦП, ЦАП, цифровой ввод-вывод, синхролинии), подключена к ARM-контроллеру через ПЛИС. По своей функции ПЛИС выполняет роль подчиненного устройства (по отношению к ARM-контроллеру), согласующего логику работы периферийных портов ARM-контроллера с узлами сбора-выдачи данных.

Комплекс имеет два источника опорного напряжения ±5 В для питания цепей входных аналоговых узлов модуля (датчиков). Режимы работы аналогового тракта, диапазоны измерения АЦП, количество опрашиваемых каналов и последовательность их опроса, тип и источник синхронизации, источник тактовых импульсов АЦП, частота преобразования являются программно конфигурируемыми.

Стенд для имитации динамического изменения положения сосудов в пространстве состоит из рамы, на которой размещаются две подвижные платформы, которые могут совершать пространственные колебания в двух плоскостях относительно горизонтального положения, в диапазоне углов ±45°, не зависимо друг от друга, с периодом колебаний от 7 секунд до нескольких минут. Для контроля угла наклона и периода динамического изменения положения, на подвижных платформах установлены датчики угла наклона. Визуализации процессов происходящих внутри непрозрачных сосудов производиться при помощи видеоэндоскопа.

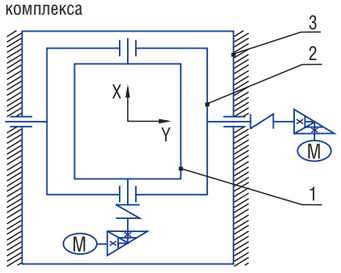
На рисунке 1 показана структурная схема Программно-аппаратный комплекс предназначенный для исследования процессов теплообмена в транспортных емкостях при динамическом изменении их ориентации в пространстве. В состав стенда входит рабочий стол *1*, имитирующий бортовую качку, а также предусматривающий возможность установки и закрепления на нем испытуемого сосуда, механизм имитирующий килевую качку судна *2* и несущая рама *3*. В качестве приводных элементов в данной конструкции используются два червячных мотор-редуктора, по одному на каждое колебательное звено. В таблице 2 приведены технические характеристики механической части стенда. На рисунках 2, 3 показаны кинематическая схема и фотография стенда имитации качки, в таблице 2 рассмотрены основные характеристики стенда.

Измерение температуры осуществляется с помощью термисторов, на базе которых построены измерительные преобразователи, которые

ТАБЛИЦА 2. Технические характеристики механической части стенда динамического изменения ориентации в пространстве

№	Характеристика	Значение	Примечание
1	Период (частота) качки, с	10…360	
2	Угол наклона плоскостей, гр.	± 45°	XZ, YZ как отдельно так и совместно
3	Габаритные размеры подвижной платформы, мм	1500 x 1500	
4	Грузоподъемность, кг	1000	
5	Напряжение питания, В	220	
6	Система крепления	Перфорированная платформа	

РИС. 2. Структурная схема стенда механической части программно-аппаратного комплекса



1 – подвижная платформа; 2 – подвижная платформа; 3 – рама стенда

РИС. 3. Установка имитации качки и длительных наклонов

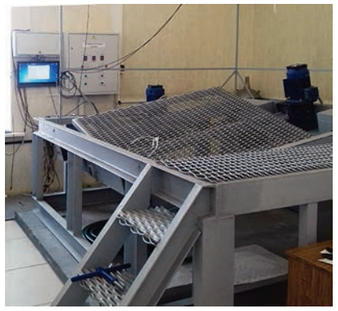
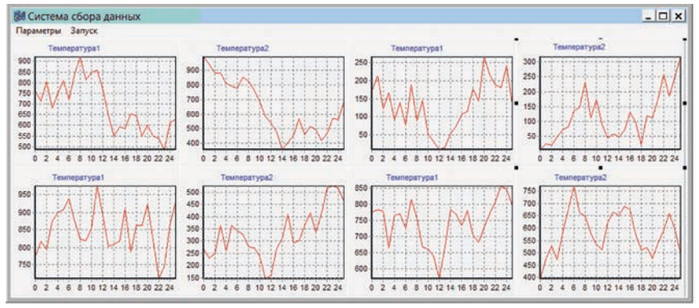


РИС. 4. Скриншот экрана программы записи трендов изменения температуры по уровням контроля



преобразуют изменение фактического значения температуры в изменение электрического напряжения, преобразуемое при помощи аналогово-цифрового преобразователя в код и передаваемый на персональный компьютер для дальнейшей математической обработки.

Программное обеспечение системы разработано на языке Borland C++ Builder. Программное обеспечение состоит из следующих подпрограмм:

- подпрограмма приема и обработки информации;
- подпрограмма отображения информации;
- подпрограмма настройки программного обеспечения;
- подпрограмма записи тренда.

Подпрограмма приема и обработки информации предназначена для считывания информации с модуля сбора данных. Подпрограмма отображения информации выводит на экран изменение параметров стенда в реальном времени. Окно отображения информации отображено на рисунке 4. Частота обновления информации на экране 1 Гц.

Подпрограмма настройки программного обеспечения позволяет задавать параметры опроса модуля сбора данных. В подпрограмме настройки программного обеспечения задаются следующие параметры:

- *Тактовые импульсы*. Источник формирования тактовых импульсов – внутренний или внешний.
- *Трансляция тактовых импульсов*. Разрешить или запретить трансляцию тактовых импульсов.
- *Режим синхронизации*. Значение данного поля может задавать различные виды синхронизации ввода данных с АЦП.
- *Число каналов*. Количество активных каналов с которых принимается информация.
- *Частота АЦП*.
- *Межкадровая задержка*.
- *Частота кадров*.
- *Номер физического канала*. Задается соответствие логического канала отображаемого на экране и физического канала к которому подключен тот или иной датчик.
- *Диапазон*. Устанавливается диапазон входных напряжений для текущего канала.
- *Название*. Наименование текущего логического канала.
- *Масштабный коэффициент*. Коэффициент масштабирования текущего логического канала.
- *Режим подключения датчика с общей землей*.
- *Отображение*. Осуществлять вывод текущего логического канала на экран или нет.
- *Считывание*. Осуществлять прием данных с текущего логического канала или нет.

Подпрограмма работы с архивом предназначена для сохранения информации, а также для ее последующей обработки и отображения.

Разработанный программно-аппаратный комплекс предназначена для получения экспериментальных данных распределения температурного поля с датчиков температуры, система позволяет выводить полученные данные в виде графиков на экран персонального компьютера и массива данных в формате txt, что в дальнейшем значительно упрощает экспорт экспериментальных данных. Полученные результаты экспериментальных исследований с использованием системы сбора и передачи данных представлены в работах.

Апробация работы комплекса проводилась на базе сферического сосуда диаметром 360 мм с объемом 16 литров, который устанавливался на подвижную платформу, и заполнялся на 3/4 горячей водой с температурой 80°. Сосуд подвергался качке, со следующими условиями: угол наклона платформы ±45°; с период одного полного колебания 14 секунд; время качки 3 часа. В процессе качки производилась непрерывная запись значений изменения температуры жидкости внутри и температуры стенки сосуда внутри и снаружи. Контроль температуры жидкости в сосуде осуществлялся при помощи зонда, состоящего из четырех термисторов расположенных в центре сосуда на расстоянии 50 мм (рисунок 5).

РИС. 5. Общий вид температурного зонда



Измерение температуры стенки производилось платиновыми термометрами сопротивления, распложенными на стенке сосуда с разных сторон.

На рисунке 6 показан график изменения средней температуры

РИС. 6. График изменения средней температуры стенки сосуда в статическом режиме и при совершении колебаний сосуда

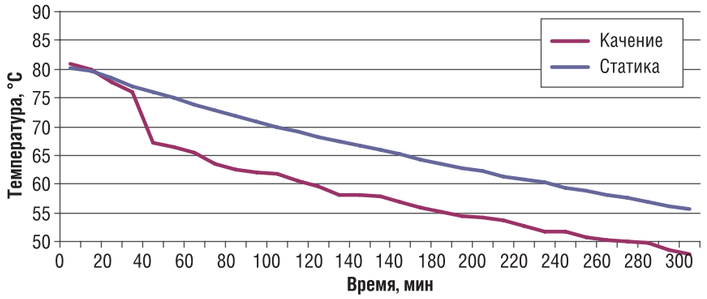


РИС. 7. График изменения температуры в центре сосуда в статическом режиме и при колебаниях

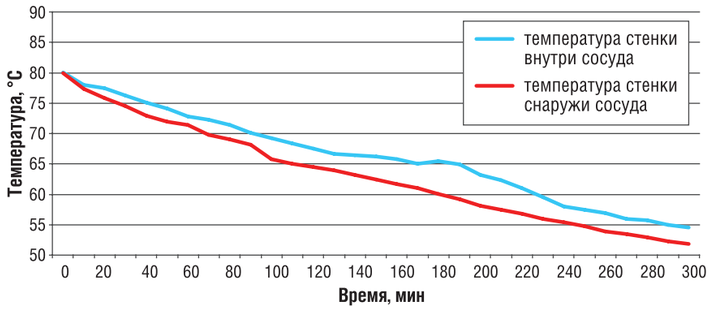
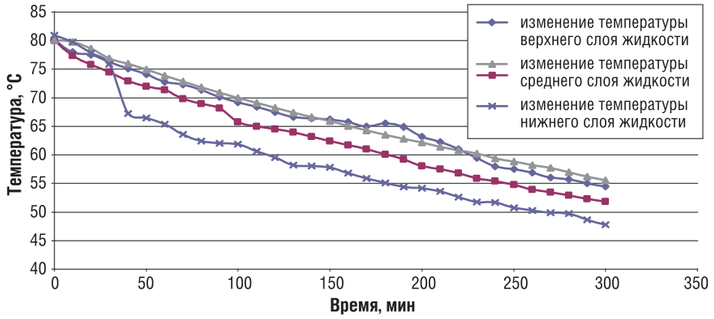


РИС. 8. График изменение температуры жидкости в разных слоях сосуда при колебаниях



стенки сосуда в статическом режиме и при совершении колебаний сосуда. На рисунке 7 показано изменение температуры в центре сосуда в статическом режиме и при колебаниях.
На рисунке 8 показано изменение температуры жидкости в разных слоях сосуда при колебаниях (нижний тренд изменения температуры получен с датчика находящегося верхнем слое жидкости, верхний тренд с нижнего, соответственно).

Данные полученные при помощи программно аппаратного комплекса позволят производить анализ процессов происходящих в транспортных емкостях в статическом и в динамическом режиме (во время имитации транспортирования).

Проанализировав зависимости изменения температуры жидкости в сосуде видно, что остывание сосуда совершающего колебательные движения происходи в 2–3 раза быстрее. Скорее всего это связано с тем, что при качке жидкость начинает, перемещается в сосуде и омывает стенки сосуда, в результате увеличивается площадь и условия теплообмена. Программно-аппаратный комплекс для исследования процессов теплообмена в транспортных емкостях позволяет производить непрерывную запись изменения температурного поля внутри и снаружи транспортной емкости. Данные могут быть использованы для верификации математических моделей и анализа процессов, происходящих в транспортных емкостях. ●

Литература

1. *Das Manab Kumar Conjugate natural convection heat transfer in an inclined square cavity containing a conducting block / Das Manab Kumar, Reddy Sarah // Int. J. Heat and Mass Transfer. 2006. – V. 49, № 25–26. – P. 4987–5000.*
2. *Haldar S.C. Numerical study of laminar free convection about horizontal cylinder with longitudinal fins of finite thickness / S.C. Haldar, G.S. Koshbar, K. Manohar, R.K. Sahoo // J. Therm. Sei. 2007. – V. 46, № 7. – P. 692–698.*
3. *Chen Tzong-Huei Study of buoyancy-inducted flows subjected to partially heated sources on the left- and bottom walls in a square enclosure / Chen Tzong-Huei, Chen Li-Yueh // Int. J: Therm. Sci. 2007. – V. 46, № 12. – P. 1219–1231.*
4. *Wang Xiuling Application of an;hp-adaptive FEM for solving thermal flow problems / Wang Xiuling, Pepper Darrell // W. J. Thermophys. and Heat Transfer. 2007. – V. 21, № 1. – P. 190–198.*
5. *WangQ. W. Numerical i nvestigation o f nat ural co nvection in a inclined enclosure filled with porous medium under magnetic field / Q.W. Wang, M. Zeng, Z.P. Huang // Int. J. Heat and Mass Transfer. 2007. – V. 50, № 17–18. – P. 3684–3689.*
6. *Cheikh Nader Ben Aspect ratio effect on natural convection flow in a cavity submitted to a periodical temperature boundary / Beya Brahim Ben, Lili Taieb // J. Heat Transfer. 2007. – V. 129, № 8. – P. 1060–1068.*
7. *Courant R. On the partial difference equations of the mathematical physics / R. Courant, K.O. Friedrichs, H. Lewy // IBMJ. Res. Dev. 1967. – V.I 1. – P. 215–234.*
8. *Приказ Минэнерго РФ № 527, Минтранса РФ № 236 от 01.11.2010 «Об утверждении норм естественной убыли нефти и нефтепродуктов при перевозке железнодорожным, автомобильным, водным видами транспорта и в смешанном железнодорожно-водном сообщении» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 21.12.2010 № 19297).*
9. *Солдатов Е.С., Архаров И.А. Анализ схемных решений в системах реконденсации паров сжиженного природного газа для транспортных и стационарных резервуаров долговременного хранения // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2019. Вып. 2. С. 263–276.*
10. *Солдатов Е.С. Моделирование процессов тепломассообмена в криогенном резервуаре долговременного хранения сжиженного природного газа // Научные ведомости Белгородского государственного университета. Серия: Экономика. Информатика. 2019. Т. 46. № 1. С. 92–98.*
11. *National Semiconductor. A Practical Guide To Cable Selection. – Application Note 916.*
12. *National Instruments. Field Wiring and Noise Considerations for Analog Signals. – Application Note 25.*
13. *National Instruments. Signal Conditioning Fundamentals for PC-Based Data Acquisition Systems. – Application Note 48.*

KEYWORDS: *sea rolling, stand for simulating dynamic changes in the position of the vessel in space, software and hardware complex, temperature measurement.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

Газ со Штокмана будут ждать в 2016 году

В июне 2010 г. вице-президент компании-оператора проекта Shtokman Development AG Э. Мадео заявил, что газ со Штокмановского месторождения будет востребован на рынке в 2016 году, несмотря на то, что сейчас состояние рынка вызывает опасения.

Он напомнил, что совет директоров компании в марте следующего года должен принять окончательное инвестиционное решение по производству трубопроводного газа в рамках проекта, с учетом того, что добыча будет начата в 2016 году. Сроки проекта сдвинулись – ранее поставки трубопроводного газа со Штокмана планировалось начать в 2013 году, СПГ – в 2014 году.



• Комментарий Neftegaz.RU

В июне 2019 г. Газпром ликвидировал свою швейцарскую дочку Shtokman Development AG, созданную совместно с иностранными партнерами для реализации проекта по освоению Штокмановского ГКМ. Политическая сторона вопроса в том, что в связи с активной охотой Нафтогаза на европейские активы Газпрома, ликвидация Shtokman Development AG выглядит адекватным шагом. Техническая сторона в том, что месторождение находится не просто на арктическом шельфе, а очень далеко от берега. Экономическая сторона – сланцевая революция в США сделала реализацию Штокмановского проекта в изначально задуманном формате нецелесообразной. Интерес к проекту Газпром сохраняет, но рыночная конъюнктура препятствует освоению месторождения.
В 2018 г. П. Сорокин заявил, что Минэнерго считает возможным реализацию СПГ-проекта на базе Штокмановского месторождения к 2035 г.

«Башнефть» нацелилась на крупнейшие из оставшихся месторождений России

«Башнефть» будет подавать заявку на участие в конкурсе на месторождения имени Требса и Титова, расположенные в НАО. «Пойдем на Требса и Титова», – сказал Евтушенков, отказавшись уточнить, сделает ли это «Башнефть» самостоятельно или в альянсе с другой компанией. Интерес к этим месторождениям проявляют «Роснефть», ЛУКОЙЛ и «Газпром нефть».



• Комментарий Neftegaz.RU

Башнефть получила лицензию на месторождения им. Требса и Титова весной 2011 г.

В декабре В. Алекперов и А. Корсик подписали договор о приобретении ЛУКОЙЛом долей Башнефть-Полюса. Также был подписан договор участников СП для разработки месторождений. Но в 2012 г. в результате проверки месторождений Росприроднадзор рекомендовал Роснедрам отозвать у Башнефти лицензии на данные участки. В. Алекперов заявлял, что лицензия на месторождения может быть возвращена СП ЛУКОЙЛа и Башнефти уже в 2013 г. В августе 2013 г. Башнефть-Полюс начала пробную эксплуатацию месторождения им. Требса и Титова. А в 2016 г. «Роснефть» закрыла сделку по покупке «Башнефти».

Китай лишит США 110-летнего лидерства

В 2011 году Китай выйдет на первое место в мире по объемам промышленного производства, оттеснив на вторую позицию США. Тем самым США потеряют по этому ключевому экономическому показателю лидерство, которое они удерживали последние 110 лет. В 2009 году на США приходилось 19,9% общего объема мировой промышленной продукции, на Китай – 18,6%.

В 2010 году этот разрыв сократится до минимума. А в 2011 году Китай обойдет Соединенные Штаты и станет ведущей мировой промышленной державой, отмечают аналитики.



• Комментарий Neftegaz.RU

Экономика Китая на протяжении многих десятилетий демонстрировала устойчивый рост, но 2020 год внес свои коррективы в прогнозные показатели и не только относительно Китая. По данным Национального бюро статистики Китая в 2020 году промышленное производство в стране упало на 13,5%. Это рекордный показатель за 30 лет. Такое произошло впервые с 1998 года. Инвестиции в основной капитал в Китае упали на 24,5%, притом что прогнозировался рост в 2,8%.

Розничные продажи в Китае сократились в первые два месяца 2020 года на 20,5%.

Что касается США, то объем промышленного производства в стране упал в марте на 5,4%. Это стало рекордом с 1946 года. Выпуск продукции обрабатывающей промышленности упал на 6,3%, наибольший спад, согласно этим данным, зафиксирован в автомобильной промышленности и производстве автокомплектующих. ●

НЕФТЕГАЗ Life

Ш. Тахаутдинов, Р. Минниханов

А. Золотухин, В. Вовк

Б. Басков

В. Капустин, И. Якушев

Л. Клячко

Д. Берлибаев

В. Салыгин, С. Шматко, С. Нарышкин

Р. Муслимов

Л. Соркин

А. Золотухин

Р. Яруллин

С. Блюменштейн

А. Боксерман

Е. Компасенко

А. Ананенков

А. Конторович, А. Леонтьев

В. Удовенко

В. Богоявленский

С. Эльманович

И.Есипова

А. Балыбердин

Д. Говоров

К. Лятс

А. Киреев

А. Корнилов

В. Альперн

В. Ревенков

Э. Лирон

В. Лангстон

Ю. Шербанин

А. Дмитриевский

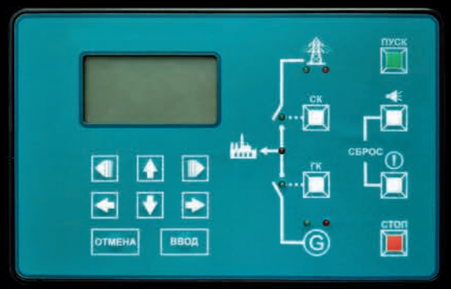
М. Нагуманов

КОНТРОЛЛЕР УПРАВЛЕНИЯ ДИЗЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2 Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



Контроллер управления ДЭС, используя информацию от собственных и внешних датчиков, автоматически выполняет основные функции управления электростанцией, которая может находиться в следующем состоянии: ожидания (резерва сети), пуска, работы или останова. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
• автоматический контроль и отображение на дисплее параметров самой электростанции и внешней сети
• автоматическое управление оборудованием электростанции и поддержание ее в готовности к приему нагрузки
• автоматический запуск электростанции при исчезновении сетевого напряжения или запуск с автоматической синхронизацией при параллельной работе генерирующих установок на общую нагрузку
• автоматическое управление электростанцией в режиме автономной или параллельной работы генерирующих установок на общую нагрузку
• автоматический останов электростанции по заданным параметрам
• сигнализацию и аварийную защиту оборудования электростанции
• удаленное управление, мониторинг и коммуникацию
• учет выработанной электроэнергии, моточасов, количества пусков и остановов
• регистрацию измерений и событий с отметкой времени и даты
• программирование выполнения графика работы (запусков в часы пиковых нагрузок) и профилактических запусков
• автоматическое непрерывное диагностирование электростанции
• ручное управление электростанцией

ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР REGUL R500

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2 Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



Контроллер REGUL R500 предназначен для построения ответственных, отказоустойчивых и распределенных систем АСУ ТП в различных отраслях промышленности.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
минимальное время цикла прикладной программы	**1 мс**
время переключения с основного контроллера на резервный	**5 мс / 10 мс в резервированном варианте**
точность синхронизации времени	**от 50 мкс**
диапазон входного напряжения питания	**85…264 VAC/120…370 VDC, 18…36 VDC**
диапазон рабочих температур	**от -40 до +60 °С**

Преимущества

- ответственные решения, требующие повышенной надежности оборудования (поддержка различных схем резервирования контроллеров и станций удаленного ввода/вывода);
- высокоточные измерительные системы ответственного применения (специальные измерительные модули повышенной точности);
- отказоустойчивые системы управления технологическими объектами с быстроменяющимися физическими процессами (резервированные системы управления с минимальным циклом исполнения программы, специализированные модули высокоскоростного измерения физических параметров);
- распределенные системы АСУ ТП.

Функциональные возможности

- поддержка «горячего» резервирования центральных процессоров, источников питания, модулей ввода/вывода;
- дублированная высокоскоростная внутренняя шина данных;
- различные схемы резервирования контроллеров (100% резервирование, резервирование источников питания и центральных процессоров);
- «горячая» замена всех модулей контроллера (без отключения питания и прерывания прикладной программы);
- наборный крейт – возможность наращивания крейта с дискретностью в один модуль;
- подключение станций удаленного ввода/вывода к центральному процессору по топологии «двойное резервируемое кольцо», «звезда» и смешанной схеме;
- энергонезависимая память – до 3 Гб под архивы пользователя;
- возможность веб-визуализации;
- среда разработки Epsilon LD с поддержкой 5 языков стандарта IEC 61131-3.

Коммуникационные возможности

Поддержка интерфейсов

- RS-232 (9 pin, full duplex, скорость 300…115 200 bps, оптоизоляция 500/1500 В, защита от перенапряжения);
- RS-422/RS-485 (9 pin, скорость 300…115 200 bps полная поканальная оптоизоляция 500 / 1500 В, защита от перенапряжения) – до 96 портов на контроллер;
- Ethernet 10/100/1000 RJ-45 (full duplex) – до 4 портов на ЦП;
- Ethernet 10/100/1000 FO (Single-mode, Multi-mode) – до 2 портов на ЦП.

Поддержка протоколов обмена

- IEC 60 870 5 101 (Master/Slave);
- IEC 60 870 5 104 (Master/Slave);
- Modbus RTU (Master/Slave, с возможностями расширения);
- Modbus TCP (Master/Slave, с возможностями расширения);
- OPC DA, OPC UA;
- RegulBus;
- возможна реализация дополнительных протоколов обмена по требованиям Заказчика, включая нестандартные.

Конструктивное исполнение

- модули с современным дизайном размером (ШхВхГ) 40х180х145 мм;
- удобные съемные клеммники;
- быстрый монтаж на 105 мм DIN-рейку;
- пассивное охлаждение, отсутствие механических и вращающихся элементов конструкции. ●

ЦИТАТЫ



А. Меркель

«Тот, кто решил посвятить свою жизнь политике, знает, что зарабатывать деньги – не основной приоритет»



В. Путин

«Знания – лучшая валюта XXI века»



М. Помпео

«США хотят помочь Белоруссии создать свое собственное суверенное государство»



А. Силуанов

«Текущая ситуация скорее не кризис, а вызов, который войдет в учебники истории»



А. бен Сальман

«Добровольные дополнительные ограничения добычи нефти со стороны Саудовской Аравии будут действовать лишь в июне»



Т. Круз

«Северный поток-2» представляет серьезную угрозу национальной безопасности США»



Б. Джонсон

«Если вам нужен пример того, как действия евробюрократов и попытки ЕС заниматься политикой в области безопасности привели к настоящим проблемам – просто посмотрите на то, что творится в Украине»



Д. Баррассо

«Северный поток-2» – российская ловушка, проект делает Европу и союзников США зависимыми от России»



Д. Мантуров

«Россия будет обладать крупнейшей в мире группировкой серийных атомных ледоколов. Это по-настоящему уникальные суда, ни одна страна мира не имеет даже одного подобного ледокола»

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА


Дожимные и вакуумные компрессорные станции


Системы комплексной газоподготовки


Блочные пункты подготовки газа


Теплообменное оборудование




Проектирование и производство


Доставка и монтаж


Наладка, испытания, обучение персонала


Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru



ССК 20 Сибирская Сервисная Компания

Надежность в партнерстве!

Качество в работе!

Уверенность в будущем!

www.sibserv.com

АО «Сибирская Сервисная Компания»
Адрес (исполнительный аппарат):
125284, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 31а, стр. 1, эт. 9
e-mail: cck@sibserv.com

Тел./факс:
+7 (495) 225-75-95