

В БЛОКЕ И ЦИФРЕ

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМАЯ НЕФТЬ НА СЕГОДНЯШНИЙ МОМЕНТ ЗАНИМАЕТ БОЛЬШЕ ПОЛОВИНЫ РОССИЙСКИХ ЗАПАСОВ. КОМПАНИИ ПОСТЕПЕННО ВНЕДРЯЮТ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ НА ПРОМЫСЛОВЫХ ПЛОЩАДКАХ, ЧТОБЫ УВЕЛИЧИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ. ТАК, КОРПОРАЦИИ РАЗВИВАЮТ ЦИФРОВЫЕ СЕРВИСЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ, АПРОБИРУЮТ МОДУЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

ЮЛИЯ КИМ

БАЗОВАЯ И ПОДДЕРЖИВАЮЩАЯ В регионах России растет доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти, на сегодняшний момент показатель составляет 60%. Об этом заявил министр природных ресурсов и экологии РФ Дмитрий Кобылкин. «На большей части месторождений мы видим тенденцию “падающей добычи”, причем, не только в России, но и по всему миру. Прирост возможен только двумя путями. Первый — через поиск и открытие новых месторождений, и второй — с помощью увеличения нефтеотдачи пластов. До 80% запасов промышленных категорий находится на действующих промыслах», — заявил глава министерства.

В Тюменской области в ближайшие годы планируется добывать по 12–13 млн т нефти, прогнозирует региональный департамент недропользования и экологии. Чтобы придерживаться такой планки в усложняющихся условиях работы, корпорации активно вкладываются в развитие инфраструктуры. В числе флагманских направлений — диджитализация. «Наш регион уже не один год серьезно и системно занимается внедрением цифровых технологий. Мы поэтапно развиваем базовую и поддерживающую инфраструктуру этой отрасли», — подчеркнул губернатор Тюменской области Александр Моор.

К примеру, нефтегазовые компании уделяют внимание системам безопасности своих объектов. Так, «Газпром нефть» использует возможности искусственного интеллекта, чтобы предотвратить серьезные происшествия и упреждать нарушения правил безопасности. Также система автоматически оповещает о случившихся нештатных и чрезвычайных ситуациях на объектах.

Один из таких проектов был реализован по заказу тюменского филиала «Газпромнефть-Снабжение». На предприятии внедрена система видеоаналитики, которая следит за тем, чтобы правила промышленной безопасности соблюдались при выполнении погрузочно-разгрузочных работ. «У этого проекта были свои нюансы, обусловленные поставленной задачей. Погрузочно-разгрузочные работы выполняются с помощью автокрановой техники — нужно было научить систему распознавать опасную зону, понимать, зашел ли туда человек. Кроме того, требовалось определять корректность выполнения строповки — искусственный интеллект обучен рассчитывать углы между стропами и сравнивать их с эталоном», — объяснила руководитель проектов центра цифровых НИОКР компании «ИТСК» (входит в «Газпром») Елена Павлова.

Более того, Научно-технический центр (НТЦ) «Газпром нефти» создал самообучающуюся программу, которая может рассчитывать, как оптимизировать затраты при строительстве сложных горизонтальных скважин. Корпорация планирует внедрять этот IT-инструмент в регионах присутствия, что позволит сэкономить около 1 млрд руб. из средств, выделенных на создание новых скважин. «Программа использует машинное обучение, чтобы оперативно анализировать параметры, поступающие непосредственно с бурового оборудования — уровень вибрации, скорость бурения и вращения ротора, нагрузку на долото. Эти показатели изменяются в зависимости от характеристик пласта, позволяя оперативно определять состав породы, не дожидаясь поступления данных с датчиков на самом буровом инструменте», — рассказали в пресс-службе центра.

Программа, анализируя показатели, помогает своевременно принимать решения, как нужно скорректировать траекторию бурения, если проектное расположение пласта отличается от фактического.



ДОЛЯ ТРИЗОВ В РОССИИ РАВНА 60%

ОПЫТ СОВЕТСКИХ НЕФТЯНИКОВ Из-за роста доли ТРИЗ в общем объеме добычи компании вынуждены брать на себя все большие риски на перспективных месторождениях. «Когда говорят про эффективность, имеют в виду улучшение показателей на 10–15%. Однако при работе с трудноизвлекаемыми запасами такой результат не может считаться актуальным — нам нужны радикальные изменения и увеличение эффективности минимум на 60–70%», — цитирует корпоративное издание «Сибирская нефть» заявление гендиректора НТЦ «Газпром нефти» Марса Хасанова.

Нефтяные компании адаптируются к изменившимся условиям работы и апробируют новые подходы. Речь идет о блочно-модульном строительстве нефтегазовых объектов на месторождениях. «Газпром нефть» опирается на опыт советских нефтяников: в 80-е годы они использовали так называемые «суперблоки» (блоки массой от 200 т до 1 тыс. т, размеры которых были значительно больше габаритов традиционных видов транспорта). Блочный метод позволил ускоренно собрать установку подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении в ЯНАО. «Продолжительность строительства была сокращена до семи–девяти месяцев вместо 38 месяцев. Было сэкономлено около 60 млн руб. по ценам 1984 года (по существующим ценам — миллиарды рублей)», — отмечают представители «Газпромнефть НТЦ» и «Газпромнефть-Развитие».

Один из базовых принципов данного подхода — мобильность и гибкость решений. Установки подготовки нефти (УПН) нужно легко разбирать и собирать, сейчас блоки должны быть таких размеров, чтобы их можно было без труда перевести всеми видами транспорта — в первую очередь, по автодороге или железнодорожными путями. «Гибкость блочных решений обеспечивается принципом масштабируемости — возможностью увеличивать мощность объекта путем установки дополнительных технологических модулей либо демонтировать невостребованные блоки», — уточнили в «Газпром нефти». Если в процессе бурения выяснилось, что на новом участке нужно разворачивать более мощную инфраструктуру или, наоборот, прекращать

работы, блочно-модульный подход помогает минимизировать лишние затраты.

Так, с 2017 года корпорация ведет проект по разработке блочно-модульных решений УПН в нескольких исполнениях — с производительностью от 0,5 до 1,5 млн т. «Газпром нефть» собрала команду ученых, конструкторов, инженеров, чтобы изготовить и апробировать оборудование в проекте «Тазовский» в течение 2019–2020 годов.

ДОПОЛНЕНИЕ К ДИЗЕЛЮ В регионе также планируется обновить генерацию нефтегазового комплекса. Для этих целей компания «ЭнергоТехсервис» запускает производство модульных газопоршневых электростанций (ГПЭС), новое предприятие построено в индустриальном парке «Боровский».

На сегодняшний момент для энергообеспечения буровых установок используют дизельные электростанции, ГПЭС производства «ЭнергоТехсервиса» частично дополняют уже работающую инфраструктуру. «Объем производства составит восемь единиц модульного оборудования в месяц или около 100 единиц в год», — сообщили в компании. Уровень локализации составляет более 50%, в течение ближайших трех лет он увеличится до 70–80%.

МАГИСТРАЛЬНАЯ СОТНЯ Нефтегазовые компании постепенно автоматизируют энергетическую инфраструктуру в регионе. «РН-Уватнефтегаз», дочернее общество НК «Роснефть», модернизировал управление электросистемы своего Уватского проекта: для объекта был подготовлен комплекс сбора, обработки и хранения данных, чтобы следить за работой оборудования. «Высокая степень автоматизации позволяет диспетчеру управлять режимами работы энергосистем в онлайн-режиме и прогнозирует возможные отклонения от заданного режима. Энергосистема Уватского проекта обеспечивает автономные месторождения, находящиеся на значительном удалении, что требует круглосуточного мониторинга», — сообщили в компании.

Инновационные цифровые решения также внедряют в инфраструктуру нефтехимического комплекса.

Речь идет о подстанции «Тобол» мощностью 500 кВ, построенной в 2018 году для предприятия «ЗапСибнефтехим» (входит в «СИБУР-Холдинг»). Это первый в России энергообъект высокого класса напряжения, в котором комплексно реализованы передовые цифровые технологии. «Здесь установлены цифровые оптические трансформаторы тока и напряжения. Для потребителя это означает выход на принципиально новый уровень качества электроснабжения», — заявил председатель правления Федеральной сетевой компании ЕЭС (ФСК ЕЭС) Андрей Муров.

Летом 2019 года на подстанции «Тобол» стартовал еще один проект: подстанция стала первым в Западной Сибири магистральным энергообъектом, переведенным на дистанционное управление. После проведенных испытаний ФСК планирует на новый режим перевести еще более 100 энергообъектов по всей России. «Обеспечивается существенное (до нескольких минут) сокращение времени переключений в электроустановках, минимизируется риск ошибок персонала и снижаются расходы на оперативное технологическое управление подстанцией», — добавили в ФСК ЕЭС.

ЗАВИСИМОСТЬ ОТ ПО Аналитики напоминают, что нефтегазовый рынок России все еще зависит от зарубежных поставщиков и отечественным компаниям стоит уделять больше внимания на разработку собственных инновационных решений. «Порядка 70% оборудования сегодня можно купить у российских поставщиков. Однако в сегменте высокотехнологичной продукции этот процент меньше», — подчеркнул начальник управления операций на российском фондовом рынке ИК «Фридом Финанс» Георгий Ващенко. Компаниям часто приходится закупать зарубежный софт для своих нужд. «Основная часть технологий для разработки (трудноизвлекаемых запасов. — Review) — это импортное оборудование. Зависимость от иностранного программного обеспечения составляет от 80 до 100% в различных сегментах бизнеса нефтегазовых компаний», — уверена директор по консалтингу в сфере госрегулирования ТЭК VYGON Consulting Дарья Козлова.