

# 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, заводо-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 энергетик 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.).

Е.А. Кибирев, начальник Управления технологии добычи нефти ООО «Газпромнефть НТЦ»

### ФАКТЫ

К **2022** г.

планируется создание продукта на базе проекта предиктивной аналитики и автоматизированного управления

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 нестандартных ситуациях; возможность агрегирования данных ППДН УСОИ и других ИС в одной системе для наиболее точного подбора технологий; тиражирование системных 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

## ФАКТЫ

### Автоматизация

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

по конкретной технологии, результаты ОПИ, имеет возможность провести расчет совокупной стоимости владения оборудованием, сравнить с конкурирующими решениями.

П.С. Муzychuk, 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 малодобитного 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 технологическим значением 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<sup>3</sup>/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.

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

## ФАКТЫ

### Переход

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

режим эксплуатации, результаты ОПИ признаны положительными. Потенциальный фонд – скважины с периодическим режимом и дебитом более 13 м<sup>3</sup>/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 технологических 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 малодобитного фонда». Малодобитный фонд скважин НГДУ «Комсомольскнефть» (пласт ЮС2) составляет 54%, средний дебит 21 м<sup>3</sup>/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 наработка 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 м<sup>3</sup>/сут. (по всем пластам) – КПЭ (50, 80). Вторая группа (15–21 м<sup>3</sup>/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.

Также с докладами выступили А.Н. Дроздов (РУДН), В.Н. Ивановский (РГУ им. Губкина), Е.А. Тарасов («Руссветпетро»), 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

## ФАКТЫ

### Солеотложение

и мехпримеси – основные причины отказов оборудования

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.*