

УДК 519.6

А. А. АБРАМОВИЧ¹, О. К. АБРАМОВИЧ²

**СОВРЕМЕННЫЕ АСПЕКТЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ
ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

¹УО «Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины»,
г. Гомель, Республика Беларусь,
abramovichaa62@gmail.com

²УО «Гомельский государственный технический университет им. П. О. Сухого»,
г. Гомель, Республика Беларусь,
olga_pbe@mail.ru

В статье рассматриваются некоторые возможные направления создания интеллектуальных нефтепромыслов в нашей стране и за рубежом.

На современном этапе развития техники и технологии добычи углеводородов всё чаще возникает вопрос о необходимости формирования интеллектуальных нефтепромыслов. Связано данное направление прогрессивного развития нефтегазодобывающей отрасли с существенным увеличением объемов производственной информации об происходящих изменениях в условиях разработки нефтяных месторождений и их состоянии. Основное изменение в существующем процессе разработки намечается в области контроля за текущими процессами, своевременного учёта вновь появившейся информации и принятия обоснованного решения по удержанию ситуации на максимальном высоком уровне. Все это приводит к необходимости более широкого распространения и применения разнообразных систем автоматизации, телемеханики и компьютерных сетей, где главным фактором является наличие встроенного интеллекта. Программно-аппаратный комплекс является основополагающим звеном, позволяющим обеспечить анализ поступающей в режиме реального времени довольно объемной промысловой информации, увеличивая шансы прогнозирования. Создание интеллектуальных нефтепромыслов связано с цифровизацией. Цифровая модель для действующего месторождения позволяет уточнить геологическое строение месторождений и отдельных залежей, оценить варианты технологии разработки, осуществить контроль запасов, спрогнозировать темпы отбора флюидов, запланировать геолого-технические мероприятия и рассчитать эффективность их применения. Цифровизация нефтегазовой отрасли позволяет получить ощутимый экономический эффект с меньшими рисками и результаты отмечены преимуществами на конкурентном рынке ведущих энергетических компаний мира, перешедших на цифровые технологии существования. Нефтегазодобывающее производство среди прочих отличается наибольшей сложностью – множественностью природных и технологических процессов, необходимостью контроля взаимосвязанных процессов и соблюдением эколого-экономических рамок. Одной из основных составляющих цифровизации является моделирование, которое также имеет ряд существенных проблем для данной отрасли. Модель позволяет из множества возможных вариантов выбрать наиболее рентабельный не забывая об экологических аспектах. Для создания модели пластовой системы используются обширные численные методы и программирование. К рассмотрению принимают геологическую, геолого-технологическую и гидродинамическую модели. Геологическая модель пласта позволяет в каждой геологической ячейке определить все необходимые для расчетов параметры пласта в количественном и качественном виде. Исходными данными для геологической модели являются результаты петрофизических, керновых и геофизических исследований пластов и скважин, то есть это данные наблюдений, измерений, обработки и интерпретации, что вносит некоторую степень неопределённости в конечный результат. Для уменьшения размерности исходной геологической модели проводится процедура укрупнения. В рамках геолого-технологического моделирования решаются следующие основные задачи: актуализация данных о месторождении и проведённых мероприятиях; анализ критичности выявленных несоответствий при оценке рисков для управления пластовой системой на перспективу; отслеживание динамики геолого-технических моделей; планирование новых геолого-технических мероприятий. Основным источником наиболее качественной оценки информации в интегрированном проекте является адекватно адаптированная к данным добычи гидродинамическая модель. По гидродинамической модели решается прямая задача модели, то есть рассчитываются показатели разработки залежей для различных технологических решений. Путём воспроизведения истории разработки проводят адаптацию модели к реальным условиям – это оценка характеристик модели, которые оставались неопределёнными, решается обратная задача. Прямая и обратная задачи гидродинамического моделирования решаются с использованием полномасштабной гидродинамической модели, когда задействуется вся залежь. Оценка эффективности различных технологий и технологических решений с учетом особенностей конкретного пласта целесообразно осуществлять с помощью предварительного

моделирования на подробных гидродинамических моделях. Для этого используются подробная секторная гидродинамическая модель, которая отличается небольшими геометрическими размерами, то есть представляет собой фрагмент пласта. Секторное моделирование позволяет апробировать существующие и экспериментальные технологии разработки или технологические решения применительно к конкретной залежи. Сеточная модель предоставляет подробную информацию об объекте для более точного воспроизведения реальных фильтрационных течений и работы добывающих и нагнетательных скважин. При формировании модели возникают несколько существенных проблем, например, при совместной эксплуатации скважин на несколько пластов, при наличии заколонных перетоков, неточность исходных данных, малое количество замеров давления. Остаётся острым вопрос математического решения проблем моделирования. Геометрия числовой асимметрии – сетевая гиперболическая – априори адекватна структуре пласта. В этом пространстве каждый символ, формула, предикат, теория имеют двойной смысл, неразличимый формально, но имеющий различные интерпретации. Это относится и к пространственно-временным параметрам, и к причинности. Возможно использование кластерного анализа, при котором некоторое множество разбивается на множество объектов или кластеров, обладающих сходными свойствами и принадлежащих одному подмножеству, однако в этом направлении вполне возможны новые, более оптимальные предложения.

Необходимость создания интеллектуальной системы управления разработкой месторождений углеводородного сырья возникла с учетом возрастания неопределенностей и связанных с ними рисков природного, например, в ходе освоения глубоких залежей месторождений углеводородного сырья или с трудноизвлекаемыми нефтяными запасами и рыночного характера и обусловленных человеческим фактором; появления новых, инновационных технологий и техники для добычи углеводородного сырья, а также систем обеспечения всестороннего мониторинга разработки нефтегазовых месторождений; роста объемов геолого-промысловой информации и применения разнотипных программно-аппаратных комплексов для ее сбора, передачи, обработки, анализа и хранения. Разработка концепции интеллектуального месторождения поможет добывающим компаниям сократить расходы на 5 % и увеличить объем добычи на 2 % [1]. Если представить объём прироста добычи нефти в мировом масштабе и, соответственно сумму сэкономленных средств, станет понятно, что даже такой малый процент будет достаточным основанием для огромных инвестиций в развитие технологий, и особенно в решения на базе искусственного интеллекта. Опыт создания интеллектуальных нефтепромыслов активно адаптируется за рубежом. Например, в Канаде для управления процессами операторы буровых установок используют панельные компьютеры с уровнем защиты IP66, что обеспечивает интеллектуальную автоматизацию и мониторинг системы на нефтяных месторождениях даже в суровых условиях тундры провинции Альберта. Стоит обратить внимание на новый бренд *Bentec* для ряда инновационных программных приложений и решений.

Современная система контроля параметров бурения позволяет осуществлять сбор информации о бурении в режиме реального времени, использовать простой и интуитивно-понятный пользовательский интерфейс, обеспечивать совместимость с внешними системами по протоколам *WITS/WITSML*, хранение архивной базы данных на жестком диске, существует возможность совместимости с системами дистанционного управления буровой установки последнего поколения, такими как «*SCADA*», «*Symphony*» и «*FX-control*», обеспечивает предоставление отчетов по бурению на основе *IADC*, а так же позволяет создать интегрированный журнал учета труб.

Если перейти к решению достаточно узких практических задач, то также можно рассмотреть ряд интересных и экономически выгодных цифровых решений, например прогнозирование положения бурового долота в пространстве. Целями и задачами данного проекта являются определение величины и направление отклонения долота от плановой траектории. Разработка системы прогнозирования положения долота скважины в

пространстве при помощи современных методов машинного обучения, на базе анализа всей поступающей информации при бурении позволит управлять бурением скважины и принимать решения по скважине. Ввиду удаленности датчиков инклинометрии от долота (15 – 35 метров от забоя скважины), информация о пространственном положении скважины на основании показаний приборов в процессе бурения поступает не на актуальный забой. Прогноз на забой делается специалистом по наклонно-направленному бурению и носит субъективный характер. В результате этого растет количество случаев перебуров из-за некачественного прогноза.

Интересное практическое решение можно рассмотреть для системы осцилляции колонны бурильных труб. Система *SpinMaster* предназначена для решения проблемы с дохождением осевой нагрузки на долото при наклонно-направленном бурении в горизонтальном участке, используя винтовые забойные двигатели. Система полностью поверхностного монтажа, она не требует установки внутрискважинного оборудования, которое может быть утеряно в скважине. Оборудование *Spin Master* подключается к пульту управления верхним силовым приводом. Система *Spin Master* взаимодействует с пультом управления верхнего силового привода для вращения бурильной колонны влево - вправо с ограничением крутящего момента и количества оборотов, по специально разработанному и запрограммированному алгоритму. Данная техника снижает продольное сопротивление с части буровой колонны при бурении. Вращение подвергает верхнюю часть буровой колонны к почти постоянному тангенциальному движению, создавая коэффициент динамического трения, который ниже коэффициента статического трения, создаваемого не вращающейся колонной. Преимущества: осцилляция уменьшает трение колонны о стенки скважины и улучшает подачу веса на долото, режим колебаний регулируется для обеспечения максимального вращения колонны без влияния на ориентацию винтового забойного двигателя, увеличивается скорость проходки при направленном бурении (слайдирование), существенно увеличивается длина бурения горизонтального участка без использования роторных систем управления.

Следующая разработка, заслуживающая внимания – система автобурения скважины, представленная компанией автоматизированных систем бурения г. Пермь. Управляющий контроллер позволяет коммуницировать со всеми элементами буровых систем.

Идея аппарата перехода на дистанционное управление процессом разработки заключается в том, чтобы к физическому моделированию, которое определяет положение ствола скважины в пласте, добавить статистическую информацию. Чтобы к информации о том, куда бурить, с какой скоростью, с каким весом бурового раствора, добавить сведения проблемах, возникших на всех тысячах скважин на данной конкретной глубине в данном конкретном пласте. Но добавить таким образом, чтобы вся эта информация была доступна работнику в один клик.

Достоинны внимания и отечественные разработки нового оборудования БелНИПИнефть, например помехозащищенные системы СКАД-3104 и Цикада-02, обеспечивающее получение достоверных телеметрических данных о работе погружного оборудования в условиях сильных электромагнитных помех. Данная система представлена сотрудниками БелНИПИнефть на конкурс на «Лучшую научно-инженерную и проектную работу», поэтому воспользуемся только общими характеристиками доступными для демонстрации современности и преимуществ данного комплекса. Наземная часть системы представляет собой функционально законченный блок, размещаемый в отсеке телеметрии или снаружи станции управления электропогружной установки, а подземная – герметичный контейнер подземного блока, монтируемый в нижней части погружного электродвигателя на фланцевом соединении. Наружный блок предназначен для питания подземного блока, измерения сопротивления изоляции электроцентробежного насоса и приема информационных сигналов, поступающих от подземного блока, с последующей их дешифровкой, преобразованием и передачей данных в контроллер станции управления электропогружной установки. Передача данных от наземного блока в станцию управления

осуществляется по последовательному интерфейсу связи типа RS-232 или RS-485, поддерживающему стандартный промышленный протокол обмена MODBUS. Контроль за работой, настройка и диагностирование наземного блока осуществляется с помощью сервисно-диагностического устройства – пульта оператора. Конструктивно подземный блок выполнен в виде герметичного металлического контейнера цилиндрической формы, способного выдерживать перегрузочное давление до 80 МПа и длительное воздействие температуры до 150 °С. Подземный блок формирует цифровой информационный сигнал о физических значениях следующих величин: температуры откачиваемой жидкости; температуры статорных обмоток погружного электродвигателя; осевого и радиального виброускорения в нижней части погружного электродвигателя. Принцип работы системы основан на преобразовании сигналов внутренних и выносных датчиков подземного блока в цифровой код с целью их дальнейшей передачи в станцию управления электропогружной установки для принятия соответствующего решения. Использование результатов представленной модели обеспечит: снижение капитальных и эксплуатационных затрат при внедрении новых комплектов системы; высокую электромагнитную стойкость составных блоков системы при простых замыканиях на землю в электроцентробежном насосе; расширение температурного диапазона работы подземного блока до 150 °С; достоверный контроль сопротивления изоляции установки электроцентробежного насоса в диапазоне от 10 кОм до 10 МОм; снижение погрешности и инерционности измерений по каналам давления и температуры. Внедрение разработанной системы позволит получать достоверные телеметрические данные во всем диапазоне работы погружного электродвигателя, повысить надежность установки электроцентробежного насоса и снизить эксплуатационные затраты и издержки. В общем объеме проведенных конструкторско-технологических, сборочно-монтажных и экспериментально-технических мероприятий была осуществлена проработка функционально-конструктивного построения составных блоков системы, выполнена программно-аппаратная стыковка ее внутренних электронных модулей между собой, разработаны электрические принципиальные схемы и схемы монтажных соединений изделия, реализовано и протестировано соответствующее программное обеспечение, предназначенное как для функционирования изделия в целом, так и для его адаптации в действующую программно-аппаратную среду. Были решены вопросы, связанные с технологией изготовления, системы, что позволило создать и испытать опытный образец. Внедрение разработанной системы позволит получать достоверные телеметрические данные во всем диапазоне работы погружного электродвигателя, повысить надежность установки электроцентробежного насоса и снизить эксплуатационные затраты и издержки, а в целом создать условия для обустройства интеллектуальных нефтепромыслов.

Доступность постоянно пополняющихся производственных данных в режиме реального времени позволит дистанционно управлять объектами нефтедобычи и повысить эффективность их эксплуатации.

Список литературы

1 Евтин, П.В. Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции / П.В. Евтин. – Тюмень : ТИУ, 2016. – Т.1. – 398 с.

A. A. ABRAMOVICH, O. K. ABRAMOVICH

MODERN ASPECTS OF INTELLECTUALIZATION OF OIL AND GAS FACILITIES

The article discusses some of the possible directions of creating intelligent oil fields in our country and abroad.