

УДК 553.98:621

О. К. АБРАМОВИЧ

РЕШЕНИЕ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ МЕТОДОМ ПЕРЕХОДА НА ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

Эпоха четвертой промышленной революции масштабно затронула нефтегазодобывающую отрасль, что отразилось прежде всего в идее её цифровизации, которая стала не только необходимой, но и возможной уже десятилетие назад. Спрос на цифровые технологии в нефтегазоразработке к 2030 году по прогнозам статистиков возрастёт более, чем в 10 раз. К этому времени практически все нефтяные компании перейдут на перевод нефтепромыслов в разряд интеллектуальных. Конкуренция набирает новый виток, уровень современных инновационных технологий определяет успешность нефтяных компаний по всем направлениям разработки и транспорта нефти и газа.

Первые цифровые технологии были опробованы в 2011 году – это начало перехода на автоматизированное управление. С 2011 г. в профессиональный обиход был введен термин четвертой индустриальной «цифровой» революции, под которой понимается переход на полностью автоматизированное производство, обладающее интеллектуальными системами управления в режиме реального времени. Система управления находилась в постоянном взаимодействии с внешней средой и перспективой объединения ряда нефтедобывающих предприятий в единый комплекс. Основной движущей силой процесса перехода на цифровые технологии стало модернизирование компьютерных систем и программ.

Наступившая эра цифровых технологий отличается высочайшими темпами прогресса. Легкая нефть заканчивается, в разработку активно вовлекаются труднодоступные запасы углеводородов. Поэтому переход на «цифру» во всех составляющих производства – это не дань моде, а средство остаться на плаву, сохранить эффективность и успешность.

Теория и структура цифровизации нового поколения выглядит следующим образом. Цифровизация предполагает сбор сведений по комплексному процессу нефтегазоразработки в одном центре управления. Подлежат описанию все виды деятельности в ходе технологического процесса разработки, поэтому необходима совместная работа геологов, разработчиков, технологов и специалистов по бурению.

В современных условиях развития телекоммуникаций такие центры становятся виртуальными, поэтому не обязательно личное присутствие того или иного специалиста. Если задачей первого этапа цифровизации было реагирование на проблемы разработки, то основная цель второго этапа – прогнозирование.

При наличии достаточно большого объема достоверных данных об истории разработки месторождения и параметрах работы различного оборудования возможно использование предикативных моделей, которые эффективно применяются для прогнозирования. Предикативные модели позволяют выполнять динамическое моделирование на базе математического аппарата с использованием статистических методов и интеллектуального анализа данных. Корректное прогнозирование позволит специалистам правильно и эффективно планировать профилактическое обслуживание и ремонты оборудования, не допускать аварийных остановок и потерь добычи.

В настоящее время все технологические объекты системы разработки: скважины, насосные станции и установки последующей подготовки и обработки нефти оснащены системами телеметрии и телемеханики, передающими информацию на дневную поверхность или в центр управления. Используются ультра-коротко-волновые радиостанции со скоростью передачи информации от 9600 бит в секунду, но для более эффективной работы системы необходим качественный переход на высокоскоростные каналы связи. Используемая скорость вполне подходит только для диспетчеризации.

Цифровой нефтегазовый комплекс ориентирован на коренной рост производительности труда, сокращения трудовых и материальных ресурсов, снижения капитальных и эксплуатационных затрат, уменьшение техногенного воздействия на окружающую среду. Практически все крупные компании за рубежом уже создали центры управления отдельными процессами в режиме реального времени: поиском и разведкой, бурением, разработкой, эксплуатацией, подготовкой, транспортом нефти и газа, переработкой [4].

Современные информационные решения обеспечивают в непрерывном режиме статический и динамический анализ всех процессов на месторождении, что позволяет эффективно управлять ими при рациональном использовании ресурсов. Цифровизация месторождений предполагает подключение в процесс разработки нефтяных и газовых месторождений передовых информационных технологий, способствующих повышению рентабельности, в том числе и за счёт положительных результатов разведки месторождений.

Переход на цифровой режим работы стимулировал развитие инновационных технологий на всех этапах разработки, например, была создана уникальная система бурения без буровой установки *Badger Explorer*. Этот инструмент забуривается в недра и остается в горной породе, после окончания бурения. Инструмент позволяет уплотнять буровой шлам и проводить микроразрывы в поглощающем пласте.

Второй пример технологии нового поколения – нанозаводнение и бионанозаводнение. Технология «НаноЗаводнение» предназначена для нагнетания водных растворов различных видов пластовых наноботов с целью выявления целиков, линз; исследования свойств пластовых флюидов и извлечения остаточной нефти из терригенных коллекторов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки с развитой инфраструктурой. Основная цель технологии «Нанозаводнение» это увеличение добычи нефти и газа на 10–15 % и конечной нефтеотдачи на 5–10 %. Технология «Бионанозаводнение» также позволяет увеличить текущую нефтеотдачу и извлечь остаточную нефть на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

Умная скважина второго поколения предназначена для постояннодействующего мониторинга и управления скважиной на протяжении всей ее жизни, начиная с этапа цементирования и до ее ликвидации [2]. Особого интереса заслуживает бионическая скважина – это разветвленная скважина со 100–150 умными латеральными-ветвями, оборудованных электрическим актуатором, который отсекает латераль-ветвь при высокой обводненности или низкой продуктивности. Основная цель бионической скважины – это увеличения охвата воздействием неоднородных, сложно-построенных карбонатных и терригенных пластов.

В конце 2022 г. в центральном аппарате «Белоруснефти» было образовано управление цифровизации, ставшее основополагающим звеном перехода на новые технологии управления добычей. Формирование и развитие ИТ-технологий в данном направлении позволило от предпроектной подготовки перейти к становлению системы «Цифровое месторождение». Оперативность и полнота данных со скважин – важные моменты работы цифрового месторождения, поэтому для надежного и качественного функционирования системы выполнен ряд мероприятий по техническому дооснащению и модернизации фонда скважин.

В «Белоруснефти» телемеханизация процессов добычи нефти была достаточно развита. Однако необходимость в доработках была. Обновили *scada*-систему управления штанговыми глубинными насосами, оснастили объекты новыми средствами измерений

и перешли на новые системы связи, а затем обновили программное обеспечение. Важным моментом стало наличие геолого-технологической базы данных *Oraview*. Эта база – источник всей информации о месторождениях, скважинах, однако формат данных пришлось изменить. Реализовывались интеграции между подсистемами. Итогом данной работы стало создание системы по контролю за функционированием фонда скважин и технологических объектов, формированию интегрированного плана работы промысла, ведению производственного учета добычи нефти и газа, технического обслуживания и ремонта оборудования, автоматического подбора геолого-технологических мероприятий.

«Цифровое месторождение» состоит из пяти подсистем, тесно интегрированных друг с другом. Основой модуля «Автоматизированная система управления предприятием» является база данных реального времени, которая обеспечивает сбор, хранение информации промысловой телеметрии и ее интеграцию в другие подсистемы.

Цифровизация нефтяной отрасли обусловлена рядом факторов примерно одного плана за рубежом и в Беларуси. По состоянию на 01.01.2021 в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» около 70 % остаточных извлекаемых запасов нефти относятся к категории «трудноизвлекаемые». Дисбаланс в темпах отбора активных и трудноизвлекаемых запасов обусловлен тем, что в структуре запасов интенсивно увеличивается доля трудноизвлекаемых. Запасы вновь открываемых месторождений являются незначительными и также относятся в основном к категории трудноизвлекаемых, требующих определенных инновационных технологических решений для их рентабельного освоения и выработки.

Геологические условия разработки месторождений нефти Припятского прогиба характеризуются сложностью и большой изменчивостью как в микромасштабе, так и в макромасштабе. Отмечается высокая геологическая неоднородность продуктивных отложений как в горизонтальном, так и в вертикальном простирании. Это обусловлено высокой фильтрационно-емкостной неоднородностью пластов, дополнительные сложности вносит тектоническое строение. Материалы доразведки и промыслово-геофизические исследования в процессе эксплуатации скважин позволяют уточнять геологическое строение залежей, однако недостаток комплексной информации ещё ощущается и сказывается на результатах прогнозирования.

В последние годы в пределах Припятского прогиба установлено наличие значительного объема углеводородов в нетрадиционных карбонатных коллекторах. Для успешной разработки таких коллекторов необходимо внедрение инновационных технологий, современной техники и современного информационного обеспечения. Активно применяется бурение боковых стволов и горизонтальное бурение, усовершенствовались методы гидроразрыва пласта, значительно расширился комплекс методов нефтеотдачи пласта и ряд других технологий. Для рентабельного освоения и разработки месторождений углеводородов требуются и новые организационные подходы.

Основной технологией разработки месторождений в Припятском прогибе является заводнение, но из-за высокой фильтрационной неоднородности пластов характер продвижения вытесняющего агента неравномерный, что приводит к прорыву закачиваемой воды в добывающие скважины и обводнению добываемой продукции. Образование зон кольматации при закачивании бурового раствора увеличивает фильтрационно-ёмкостную неоднородность пластов в околоствольной зоне скважин, что нарушает профили закачки в нагнетательные скважины и профили отдачи жидкости в добывающих скважинах. Растворение галитовых толщ также способствует увеличению неоднородности.

В результате разработки залежей меняются геолого-физические свойства коллекторов, поэтому изменяется структура остаточных извлекаемых запасов нефти, что добавляет проблемы при разработке залежей. Решение перечисленных проблем при переходе на цифровые технологии будет проходить эффективнее и с меньшими экономическими затратами.

Современный этап разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба сопровождается нарастанием негативных тенденций, связанных с целым рядом объективных и субъективных причин:

- ростом обводненности добываемой продукции;
- увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти;
- старением и износом фонда эксплуатационных скважин;
- снижением годовых темпов отбора запасов;
- эксплуатационными осложнениями в виде отложений на подземном оборудовании солей и парафина [3].

Одна из серьёзных проблем – это неравномерная выработка запасов, так как значительная часть коллектора может оказаться не вовлечённой в процесс разработки из-за несовершенства применяемых технологий.

В нефтегазодобывающей отрасли в настоящее время эффективным направлением считается прогностическая аналитика, базирующаяся на интеграции данных, полученных по программе анализа разработки месторождений [1].

Получению комплексных данных по разработке могут способствовать процессы цифровизации.

Список литературы

1. Дмитриевский, А.Н., Еремин, Н.А. Ресурсно-инновационная модель и решение актуальных проблем разработки месторождений нефти и газа. // материалы I Международной конференции «Интеллектуальные месторождения: мировой опыт и современные технологии»: <http://oilconference.ru/d/304647/d/dmitrievskiy-a.n.,-eremin-n.a.-resursno-innovacionnaya-model.pdf>.

2. Еремин, Н.А. Управление разработкой умных месторождений: Учеб. пособие для вузов / Н.А. Еремин [и др.]. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 210 с.

3. Повжик, П.П. Системно-адресный подход к разработке, планированию и внедрению технологий активизации добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти на месторождениях Припятского прогиба / П.П. Повжик, Н. А. Демяненко. – Минск : Четыре четверти, 2023. – 296 с.

4. Тчаро Хоноре Цифровизация нефтяной промышленности: базовые подходы и обоснование «интеллектуальных» технологий / Тчаро Хоноре [и др.] // Вестник Евразийской науки, 2018 – №2. – С. 57–69.

УДК 550.4:556.31(476.2-37 Гомель)

А. Ф. АКУЛЕВИЧ¹, Н. А. ЖУРАВЕЛЬ¹, А. С. КУЗЬМИЦКАЯ²

О ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ ГРУНТОВЫХ ВОД ТЕРРИТОРИИ КООПЕРАТИВА «КАРАТ»

¹ УО «Гомельский государственный университет имени Ф. Скорины»,
г. Гомель, Республика Беларусь,

² БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,
г. Гомель, Республика Беларусь,
akulevich2020@mail.ru

Дачный кооператив «Карат» расположен в 12 км восточнее восточной окраины г. Гомель, в 8 км юго-западнее районного центра Добруш, в 1,3 км южнее станции Дударево. Площадь участка, обследованного в 2006 г. 1 га. Участок начал осваиваться