

УДК 552.086

А.А. Кочнев**A.A. Kochnev**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Perm National Research Polytechnic University

КОНЦЕПЦИЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО» МЕСТОРОЖДЕНИЯ

THE CONCEPT OF «INTELLIGENT» FIELD

Технологический прогресс не стоит на месте, в нефтегазовой отрасли все больше различных инноваций. С недавнего времени крупные нефтяные компании решили не просто усовершенствовать процесс нефтедобычи, а в целом пересмотреть концепцию разработки ее месторождений. В области добычи нефти и газа стал звучать термин «умное (интеллектуальное, цифровое)» месторождение». В статье рассмотрены концепции введения «интеллектуальных» месторождений, основные технологические процессы совершенствования промысла, а также программные комплексы для осуществления данной системы, примеры их внедрения крупными компаниями и результаты применения данной инновации.

Ключевые слова: месторождение, добыча, инновации, автоматизация, нефть, газ.

Technological progress does not stand still in the oil and gas industry, more and more various innovations, most recently the big oil companies have decided not just to improve any process of production, and as a whole globally redefine the concept of development of the field. In the field of oil and gas began to sound the term «"smart (intelligent, digital)" field». The article describes the concept of introduction of smart fields, the basic processes of improving fisheries, as well as software systems for the implementation of this system, the introduction of examples of large companies. And the effects of the application of this concept.

Keywords: deposit, production, innovation, automation, oil, gas.

«Интеллектуальное» месторождение – это система автоматического управления операциями по добыче нефти и газа, предусматривающая непрерывную оптимизацию интегральной модели месторождения и модели управления добычей.

Концепция схемы – удаленное управление объектами нефтегазодобычи, контроль энергопотребления, повышение энергоэффективности, рост результативности эксплуатации оборудования, рациональное управление персоналом, прозрачная информация и автоматизация производства. Решения для «интеллектуального» месторождения позволяют повысить добычу и снизить риски. В ближайшем будущем появятся месторождения, которые контролируют себя сами и управляются виртуальными группами экспертов, расположенными в разных странах мира. Именно на это направлена концепция «интеллектуального» месторождения.

Исследование, проведенное в 2003 году Ассоциацией энергетических исследований Кембриджа (Cambridge Energy Research Association – CERA), выявило, что «цифровые» месторождения улучшают показатели по добыче от 2 до 10 % по сравнению с их «нецифровыми» собратьями. «Умные» месторождения экономят в среднем 4–8 млн долларов в год за счет сокращения эксплуатационных расходов [1].

Технология «интеллектуального» месторождения дает возможности:

- оптимизировать производительность оборудования и продуктивность скважин за счет анализа дебитов, отсечек, давлений, температур и других данных;
- предсказывать на основе прошлых данных сроки исчерпания скважин, одновременно данные старых скважин с богатой историей добычи можно использовать для прогнозирования поведения новых скважин;
- централизованно управлять большим количеством скважин с помощью систем дистанционного мониторинга.

По мнению консалтинговой компании «Делойт и Туш», технологию «цифрового» месторождения в структуре информационных потоков предприятия можно представить следующим образом (рис. 1).



Рис. 1. Технология ЦМ в структуре информационных потоков предприятия

Рассмотрим два основных уровня в структуре информационных потоков предприятия – аппаратный и уровень месторождений.

Аппаратный уровень инфраструктуры АСУТП является базовым. Если нет актуальных (в режиме реального времени) данных о состоянии оборудования, все последующие процессы попросту не будут иметь смысла. Поэтому контроль состояния объектов нефтегазодобычи является необходимым условием существования «умного» месторождения. Большая часть нефти и газа

на территории России и СНГ добывается кустовым способом. Под кустом скважин понимают группу скважин (обычно 5–20 штук), расположенных на расстоянии десятков – сотен метров друг от друга, от которой отходит одна труба (шлейф) для соединения в промышленную сеть. Расстояния между кустами обычно от одного до нескольких километров (размеры всей сети обычно 10–20 км). Часто кусты скважин в пределах одного куста достаточно удалены друг от друга, что делает строительство кабельных эстакад дорогостоящим, а порой и вовсе нерентабельным. Сами кусты скважин также могут находиться на большом расстоянии от диспетчерского пункта, что делает невозможным прокладку кабеля связи.

Классический подход при автоматизации кустов скважин – использовать системы телемеханики на основе кустовых контроллеров типа радиомодема. Схема достаточно проста: на кусте скважин устанавливается шкаф оборудования с контроллером RTU, который собирает данные (датчики давления, температуры устьев скважин, состояние ЭЦН/ШГН, ГЗУ – обычно Modbus и др.) и в некоторых случаях выполняет запуск/остановку технологического оборудования. Далее через радиомодем осуществляется связь контроллера RTU с диспетчерским пунктом (рис. 2).

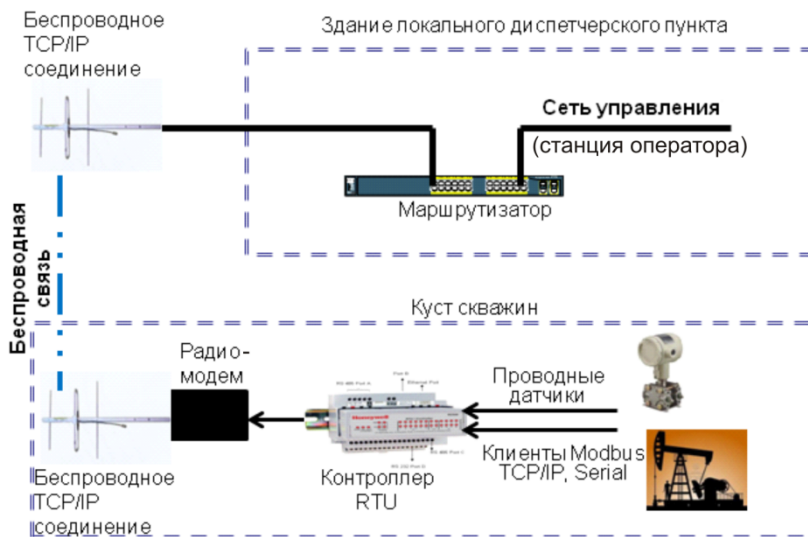


Рис. 2. Традиционный подход к автоматизации кустов скважин

Сейчас стало возможно вместо традиционных «проводных» датчиков использовать их беспроводные аналоги, получая следующие преимущества:

- возможность избежать дорогостоящей и длительной «обвязки» всего куста эстакадами для прокладки кабелей от контроллера RTU до проводных датчиков (экономия по стоимости особенно существенна, если скважины находятся далеко друг от друга);

• существенно сокращается время установки приборов, так как нет необходимости ждать окончания строительства эстакад и прокладки кабеля.

Следовательно, можно закончить проект намного быстрее (в среднем в 4–5 раз) по сравнению с «проводным» подходом.



Рис. 3. Беспроводные решения для кустов скважин

Схема, представленная на рис. 3, обладает следующими преимуществами: простота и надежность, экономия на оборудовании (вместо связки «радиомодем → контроллер RTU → клиенты Modbus/проводные датчики» имеем последовательность «точка доступа → клиенты Modbus/беспроводные датчики» [2].

По статистике внедрений, использование беспроводных решений на месторождениях нефти и газа в среднем дает 50 % экономии финансовых затрат и до 80 % временных при внедрении решений, что в современных рыночных условиях является существенным конкурентным преимуществом.

Введение «умных» скважин – инновационный подход в разработке месторождений. Количество «интеллектуальных» скважин 1-го поколения в мире на начало 2013 года составляло 900 единиц, из них 40 находились в России. Технология проводки «умных» скважин 1-го поколения типов «Змея» и «Дракон» позволяет увеличить продуктивность горизонтальных скважин на 20–30 % за счет строительства горизонтальных и боковых стволов с учетом геологических и тектонических особенностей строения коллекторов. Создание «цифровых» скважин 2-го поколения находится на стадии опытно-пилотных испытаний.

Десятки тысяч оптоволоконных сенсоров в «умной» скважине 2-го поколения расположены спирально на расстоянии до 1 см друг от друга на обсадной колонне и встроены в песчаный экран, каждый из сенсоров измеряет субмикронные деформации. Они фиксируют все трубные напряжения, в том числе осевые нагрузки (сжатие и напряженность), смятие труб (потерю овальной формы), температуру, давление. «Умная» скважина 2-го поколения позволит проводить мониторинг и контроль за выработкой запасов на протяжении всего жизненного цикла месторождения нефти и газа (рис. 4) [3].

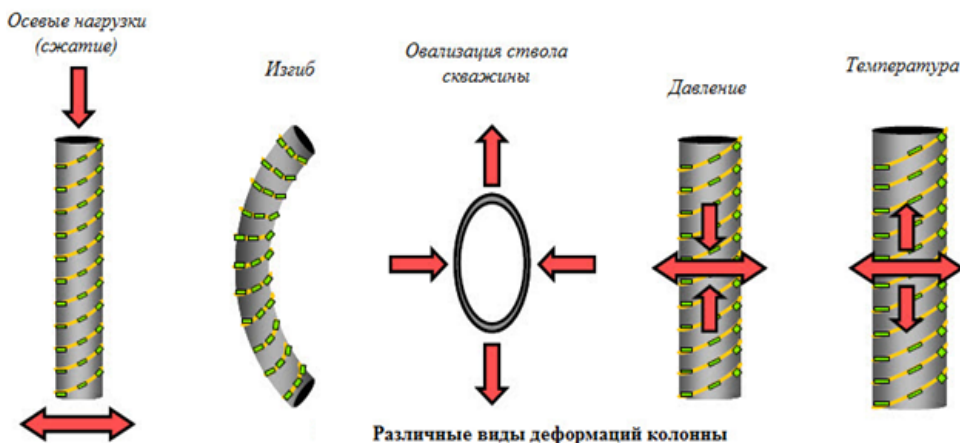


Рис. 4. «Умные» скважины 2-го поколения

Благодаря беспроводным решениям данные со скважин могут быть получены и доставлены в центральный диспетчерский пункт месторождения. Их необходимо проанализировать и на основании полученных результатов сделать выводы. Однако ручной анализ данных каждой скважины – сложнейшая задача. Многие нефтегазовые месторождения России содержат от нескольких сотен до нескольких тысяч скважин. Чтобы проанализировать такое количество данных «вручную», специалисту понадобилось бы несколько дней, а то и недель. Для анализа информации, поступающей с месторождений, ведущие нефтегазовые компании мира используют специальные программные продукты. Основываясь на результатах такого анализа, сотрудники компании могут определить, например, на каких скважинах стоит увеличить мощность насосов, а какие проявляют признаки старения.

В едином окне (рис. 5) для контроля работы скважины оператор может видеть:

- общий вид промысла для отображения работы и состояние всех скважин на нем;
- отображение ключевых индикаторов работы скважины в цвете;

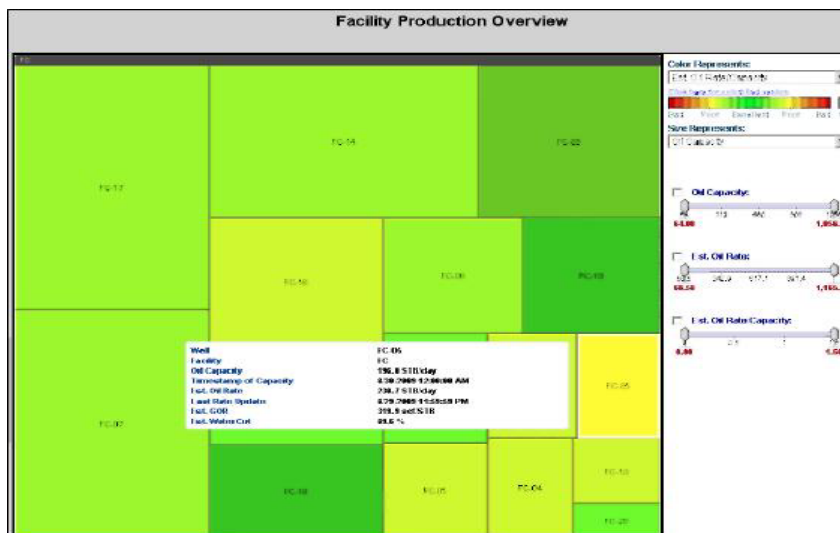


Рис. 5. Интерфейс ПО для «умных» месторождений

- отображение данных процесса, испытаний, производственных показателей в контексте работы скважины;
- виртуальное измерение: оценка расхода нефти, газа и воды в режиме реального времени;
- сравнение измеренных и виртуальных расходов нефти, газа и воды на уровне промысла и всего производственного комплекса;
- режим работы скважины, ее стабильность и работоспособность.

Экономический эффект, достигаемый при автоматизации разработки месторождений, обусловлен следующим:

- экономией миллионов долларов на дорогостоящих ремонтах ЭЦН (например, благодаря обнаружению связи в стволе скважины между двумя скважинами, которые привели к событиям перетока в ЭЦН);
- ранним обнаружением плохой работы скважины (позволяет быстрее предпринять коррективные действия, сокращая падение добычи на скважине);
- ранним обнаружением нестабильности (закупоривания) и возвратом к нормальным условиям работы;
- незамедлительным откликом на действия по оптимизации (изменениями в работе штуцеров, настройкой газлифта);
- обнаружением узких мест на пути потока скважины и возможностью увеличения ее производительности на 1000 баррелей/сутки.

В январе 2013 года количество «умных» месторождений 1-го поколения (включая месторождения, на которых были частично внедрены элементы «умных» технологий) в мире достигло 250, количество «умных» месторождений 2-го поколения – 2. В РФ количество месторождений с элементами

цифровых технологий 1-го поколения составило 13: «Роснефть» (Ванкорское, Приобское), «Татнефть» (Ромашкинское), «ЛУКОЙЛ» (Западная Курна-2, Кокуйское ГНМ), «Газпром нефть» (Муравленское ГКМ).

Российская компания «ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг Лтд.» также планирует реализовать проект LIFE-Field (LUKOIL Intelligent Functional Environment), который будет осуществлен на месторождении Западная Курна-2, так как огромный масштаб проекта «Западная Курна-2» определил потребность в самой современной системе управления производственными процессами и использовании передовых техники и технологий.

Нефтяная отрасль России, обладая значительной ресурсной базой и огромным потенциалом, может стать одним из мировых лидеров внедрения концепции «интеллектуального» месторождения. Перефразируя слова Билла Гейтса, основателя фирмы Microsoft, можно с уверенностью сказать, что в скором времени останутся два типа нефтегазовых компаний: те, кто внедрили концепцию «цифрового» месторождения, и те, кто покинули бизнес.

Список литературы

1. Демарчук В.В. Перспективы и направления реализации проектов «интеллектуальных» месторождений нефти и газа // Молодой ученый. – 2014. – № 19. – С. 284–289.

2. Решения Honeywell для создания «интеллектуальных» месторождений [Электронный ресурс]. – URL: <http://controlengrussia.com/bezopasnost/resheniya-honeywell-dlja-sozdaniya-intellektualnykhcifrovyykh> (дата обращения: 15.08.15).

3. Интеллектуальные скважины открывают новые горизонты [Электронный ресурс]. – URL: http://rogtecmagazine.com/PDF/Issue_006/08.pdf (дата обращения 15.08.15).

Дата получения 7.09.2015

Кочнев Александр Александрович – студент, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, горно-нефтяной факультет, гр. ГНГ-12-2, e-mail: sashakoch93@gmail.com.