

РОЛЬ ТЕХНОЛОГИИ «УМНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ» ДЛЯ РОССИЙСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.И. Корнев

Научный руководитель – доцент М. В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Первое упоминание об использовании проектов, по сути ставшие в совокупности новой технологией под названием Smart Fuel, или же «умное месторождение», идет с 2002 года. Впервые его применили компании Shell и BP. Позже другие зарубежные нефтяные компании стали применять и переходить на эту технологию с 2005 по 2007 год. Однако на российском рынке появился он в 2008 году. В этот год впервые в России был оборудован весь фонд скважин системами удаленного мониторинга и управления «умные месторождения» компанией «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) – СП «Шелл» и «Газпром нефть». Эта технология, которую в последнее время активно пытаются внедрить российские нефтегазовые компании, может сыграть важную роль в их развитии.

«Умное месторождение» – это комплекс программных и технических средств, которые позволяют управлять нефтяным пластом и добычей углеводородов, а также вести непрерывную оптимизацию разработки месторождений.

Главные задачи, которые решает данная технология:

- а) увеличение скорости и объемов добычи нефти и газа за счет контроля процесса работы месторождения без нанесения ему ущерба в режиме онлайн;
- б) сокращения затрат на эксплуатацию месторождения, то есть повышения рентабельности освоение запасов углеводородов;
- в) продление жизненного цикла углеводородного пласта.

Особенностью «умного месторождения» является способность гибко подстраиваться под конкретные условия. В отличие от других систем автоматизации, «умное месторождение» в режиме реального времени корректирует действия для максимальной добычи. Помимо поставки большого количества данных, которые анализируют для планирования и принятий решений, технология позволяет оценить, как краткосрочные, так и долгосрочные перспективы нефтегазового актива, моделировать события и ситуации, тем самым экспериментировать с помощью компьютерной программы на основе полученной информации с объекта и избежать ошибок в реальности. (рис. 1)

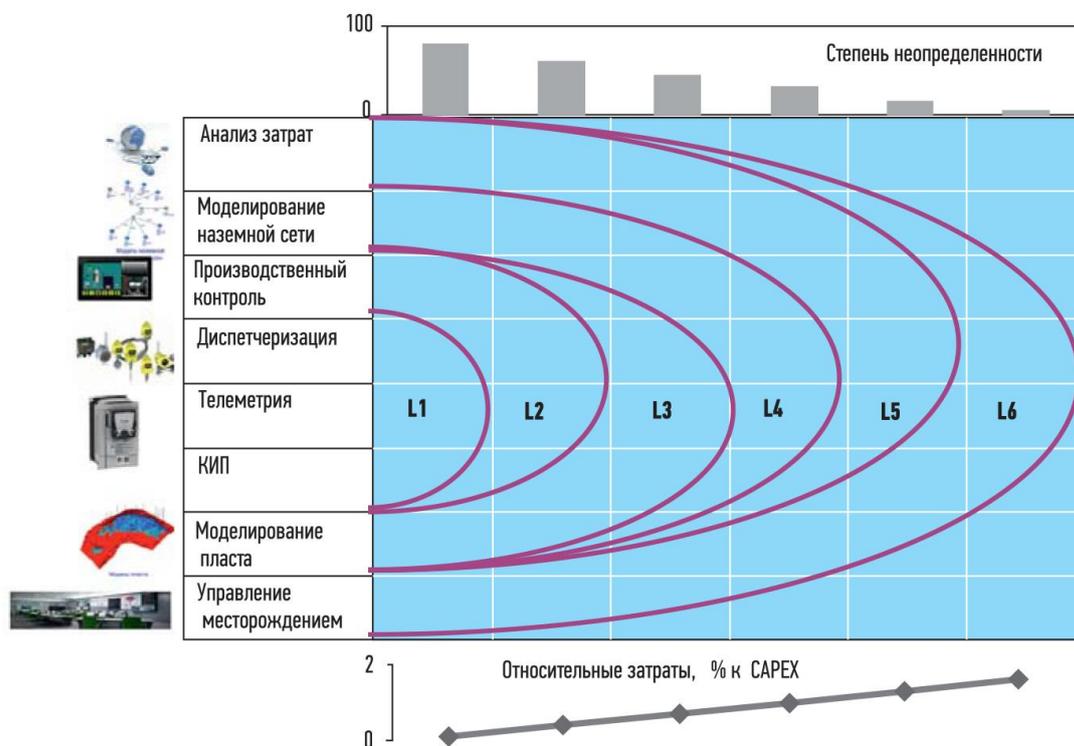


Рис. 1 Степень покрытия Smart Field [4]

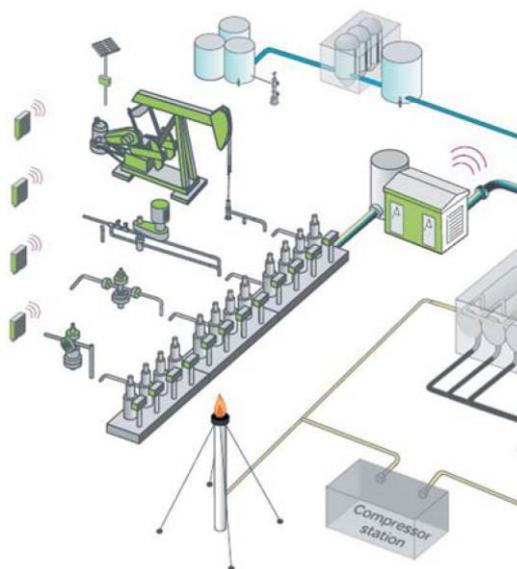


Рис. 2 Схема взаимодействия систем управления в Digital Oil Field [4]

«Умное месторождение» состоит из следующих основных компонентов: комплексная автоматизация, технические средства сбора и анализа данных, решения для повышения производительности работы нефтегазовых компаний. Выделяют такой компонент как интегрирование моделей месторождений. Она позволяет за счет объединения моделей пласта и инфраструктуры, которая будет расположена на территории месторождения, определить наилучший вариант развития объекта, где планируется добыча нефти и газа, или улучшению производства за счет уменьшения затрат и минимизирования ошибок. Также еще один из основных компонентов «умного месторождения» – технология «умная скважина» (Smart Well). С помощью телеметрии она дает удаленно регулировать технологический режим работы скважины. «Умное месторождение» может работать как на одной скважине, так и на всем месторождении. В данной схеме нарисованы все элементы производства добычи и их взаимодействия, которые контролирует IT-технология. (рис. 2).

В составе «умного месторождения» есть ERP-системы управления, позволяющие связать добычу с другими процессами, происходящие на производстве, системы распределения энергопотребления и водоснабжения на добывающей площадке, система бесперебойного питания (для нестабильной

энергообеспечением участка), а также использования других IT-достижений современной науки.

Что касается положительных сторон, которые имеет данная технология: оптимизация расходов электроэнергии, пара, воды и других энергоресурсов; снижения рисков в области промышленной безопасности и аварий; технология работает и приспосабливается к любым условиям и видам месторождений; повышение скорости и объемов добычи углеводородов и сокращение издержек на этот процесс; возможность рассчитать наилучший вариант разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений для максимальной добычи и минимальных затрат; обеспечивает наибольший жизненный цикл нефтяному и газовому пласту. Это основные положительные стороны, которые можно увидеть в этой технологии. В пример можно привести достижения реализации проекта «умное месторождение» на Западно-Салымском месторождении компании «Салым Петролеум Девелопмент» на период с 2008 по 2016 год:

1. Время на повторный запуск скважины уменьшился с 2 суток до <1 часа.
2. Эксплуатационная готовность объектов выросло до 97 %.
3. Добыча увеличилась в среднем на 2-2,5 %.
4. За счет снижения операционных расходов, увеличилось количество скважин на одного оператора – с 10 до 80.
5. Сокращены риски в области промышленной безопасности и охраны труда.
6. Количество выездов на скважины сократились с 40 до 7-8 в месяц.

(Данные предоставлены заместителем директора производственного департамента Salym Petroleum Development N.V. Эндру Мабиан).

Данный проект может нести за собой минусы, т.к. недостатки могут возникнуть в плане того, выгодно ли внедрять комплексную систему или только часть системы для определенного элемента. Ведь на практике, некоторые усовершенствования могут быть и не нужны, если в результате внедрения проект будет нерентабелен. В частности, можно привести пример, что нет смысла применять технологию «умное месторождение» на фонтанирующие скважины. Так же можно заметить, что в русских нефтедобывающих компаниях сохраняется консервативность, поэтому внедрению чего-то нового – это серьезный шаг, который быстро не проходит. А результаты от внедрения технологии видно со временем.

Сейчас в мире происходит четвертая промышленная революция. Нефтегазовая отрасль переходит на новый этап развития. Для того чтобы перейти на следующую ступень, нефтедобывающим компаниям необходимо внедрения новых инновационных технологий. И сейчас, для российских компаний время “легкой нефти” закончилось, необходимо проводить поиск новых месторождений и искать технологии для извлечения “тяжелой нефти”. И концепция «умного месторождения» – это как раз та ступенька, которая обеспечит конкурентоспособность для них даже при работе с трудноизвлекаемыми запасами и снизит негативное воздействие на окружающую среду.

Литература

1. http://www.up-pro.ru/library/information_systems/production/umnoe-mestorojdenie.html
2. <http://portal-energo.ru/articles/details/id/950>
3. <https://salympetroleum.ru/media/publications/umnoe-mestorozhdenie-dlya-optimalnogo-promysla/>
4. <http://controleng.ru/otraslevye-resheniya/umny-e-tehnologii-v-neftegazovoj-otrasli/>

5. http://www.ipng.ru/files/_6feb65d8-9f63-4110-b92c-b279a4eeaf6a-Standart_162_p28-31.pdf

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

М.И. Королев, Е.С. Барышников

Научный руководитель – профессор М.К. Рогачев
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

В России наиболее распространенным режим работы залежей является упруго-водонапорный, при котором пластовое давление поддерживается за счет заводнения. При этом не редки случаи прорыва закачиваемых вод по пластам, что приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции при невысоких значениях суммарного отбора нефти. Яркими примерами развития такого сценария разработки являются месторождения Самарской области.

В рассматриваемом случае разрабатываемые объекты представляют собой терригенные пласты карбона и верхнего девона со сложным геологическим строением и высокой степенью расчлененности. Особенности разработки данных коллекторов также являются высокая литологическая неоднородность пластов, содержащих основные запасы нефти, опережающее обводнение высокопроницаемых пропластков или одного пласта в многопластовом объекте и увеличение фонда бездействующих скважин, как следствие предыдущих пунктов [1]. То есть, для рационального доизвлечения нефти требуется оптимальный учет особенностей пластов с высокой изменчивостью литолого-фациальных и фильтрационно-емкостных свойств.

Классическая подземная нефтяная гидромеханика отмечает решающую роль проницаемости при заводнении неоднородных коллекторов и выделяет два типа такой неоднородности: слоистую и зональную.

Зональная неоднородность представляет собой изменчивость проницаемости в направлении простирания пласта. Такая особенность учитывается путем усовершенствования системы расположения скважин на этапе проектирования системы разработки.

Слоистая неоднородность представляет собой изменчивость проницаемости пластов по напластованию. Для наиболее эффективного доизвлечения нефти требуется вовлекать в разработку низкопроницаемые участки с одновременным изолированием уже промытых высокопроницаемых зон, перераспределяя фильтрационные потоки и тем самым увеличивая охват залежей заводнением. Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов, основанные на потокоотклоняющих технологиях, технологиях ограничения водопритока к добывающим скважинам и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, позволяют добиться эффективного доизвлечения нефти даже на поздней стадии разработки месторождения.

Сегодня на промысле наиболее распространенным методом селективной изоляции водонасыщенных интервалов является закачка осадко- и гелеобразующих реагентов, однако у них имеется ряд недостатков. Главный из них заключается в том, что структурообразование таких составов является практически необратимым. При этом в изолирующемся участке остается часть нефтяных запасов месторождения, хоть и малая, которая после изоляции переходит в категорию трудноизвлекаемых [3]. Таким образом, так как восстановление фильтрационно-емкостных свойств изолированного этими методами интервала является достаточно трудозатратным процессом, данные технологии снижают конечный коэффициент извлечения нефти.

Поэтому все более актуальными становятся технологии, позволяющих временно ограничивать или блокировать фильтрацию по высокопроницаемым участкам [2]. Перспективным видом составов, позволяющих решить данную задачу, является обратная эмульсия с добавлением поверхностно-активных веществ.

Он представляет собой термодинамически неустойчивую дисперсную систему, дисперсионной средой которой является нефть, а дисперсной фазы – вода [5]. В таком случае эмульсионная структура обладает достаточными реологическими свойствами для селективной изоляции обводненных интервалов. При этом, так как дисперсная система неустойчива в пластовых условиях, изоляция хорошо проницаемых пропластков является временной, а после разрушения структуры состава адсорбция поверхностно-активных компонентов эмульсии позволяет гидрофобизировать поверхность порового пространства породы. За счет этого снижается фазовая проницаемость по воде и увеличивается нефтеотмывающая способность нагнетаемого агента.

Именно это приводит к перераспределению фильтрационных потоков и включению в работу ранее не работающих интервалов пласта и доизвлечению остаточной нефти при использовании данной технологии.

Для доизвлечения нефти из терригенных пластов верхнего девона месторождения Самарской области был разработан состав, представляющий собой эмульсию второго рода с добавлением ПАВ, гидрофобизатора и эмульгатора.

Исследования состава на модели данных пластов показали, что после фильтрации через пласт эмульсия повышает фильтрационное сопротивление только водонасыщенного участка, за счет чего дальнейшая фильтрация водной фазы замедляется.

В связи с этим можно утверждать, что использование разработанной технологии регулирования фильтрационных потоков в неоднородных терригенных нефтяных коллекторах позволит выровнять фронт вытеснения нефти водой и, как следствие, позволит повысить степень эффективности извлечения нефти из высокообводненных терригенных коллекторов за счет доизвлечения нефти из ранее вовлеченных в разработку зон.

По данным, полученным в ходе лабораторных исследований разработанного состава, были построены гидродинамические модели заводнения на двух объектах. Было рассмотрено два месторождения Самарской области, на каждом из которых был выбран участок со слабо дренируемыми пропластками (рисунки 1 и 2).