



Рис. Поэтапный процесс гидратообразования

Литература

1. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: – 2004. – 520 с.

КОНЦЕПЦИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ

С.А. Ефремов

Научный руководитель ассистент М.Н. Морозов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство крупнейших международных нефтегазовых компаний имеют подразделения, занимающиеся разработкой и имплементацией принципов управления интеллектуальными месторождениями: «Умные месторождения» («Smart Fields») в компании Shell, «Месторождение будущего» («Field of the Future») в компании BP и «Fields». Аналогичные подразделения имеют также крупные национальные нефтяные компании на Ближнем Востоке, в частности Saudi Aramco, Petrobras, Kuwait Oil Company и др. В России в связи со стратегической ролью нефтегазового комплекса в экономике страны предполагается увеличить инвестиционные капиталовложения для внедрения интеллектуальных технологий в данной сфере. Технология «интеллектуальной» скважины обеспечивает быстрое реагирование на изменение условий в скважине. Внедрение этой технологии ознаменовало собой новый этап в эволюции процесса эксплуатации скважин, который уже приносит существенные выгоды.

В рамках концепции «интеллектуальное месторождение» можно получить информационные технологии, которые позволяют:

1) оптимизировать производительность оборудования и продуктивность скважин за счет анализа данных телеметрии, замеров давлений и дебитов на «Спутниках», акустического шума, температур, данных типовых и специальных гидродинамических и геофизических исследований, актов испытаний, результатов освоения скважин после ремонтов, данных о проведенных и проводимых геолого-технических мероприятиях и сопутствующих простоях, описания событий в наземных трубопроводных системах, результатов диагностики оборудования и других данных;

2) оптимизировать режим работы комплексной иерархической системы «пласты–скважины–коллектор» по критериям экономической эффективности – увеличения количества нефти, получаемой из конкретного месторождения и снижение затрат, в том числе на освоение новых месторождений в удаленных районах;

3) централизованно управлять большим количеством скважин с помощью систем дистанционного мониторинга;

4) планировать в упреждающем режиме профилактическое обслуживание оборудования, точно и быстро принимать решения, в том числе в реальном времени;

5) предсказывать на основе исторических данных сроки исчерпания скважин, а данные старых скважин с богатой историей добычи использовать для прогнозирования поведения новых скважин.

«Интеллектуальные» скважины и процесс эксплуатации месторождения делает не сама по себе новая технология, а новаторское сочетание существующих передовых технологий, включая беспроводную передачу данных, дистанционные датчики, механизмы дистанционного контроля и робототехники. Дистанционные датчики обеспечивают в реальном времени картину того, что происходит в скважине. Максимальный эффект от работы скважинных датчиков достигается благодаря использованию систем управления, позволяющих

выполнять те или иные действия при изменении условий внутри скважины. Можно управлять работой скважинных клапанов, регулируя поток жидкости или останавливая добычу из одного горизонта и увеличивая ее из другого.

Одним из главных направлений повышения качества контроля и управления разработкой месторождений является применение цифровых постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений [1].

Постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) – это объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Постоянно действующая геолого-технологическая модель обеспечивает возможность эффективного решения следующих задач:

- а) уточнение геологического строения месторождения (залежи) в процессе бурения новых скважин;
- б) расчет различных вариантов разработки: определение характера и степени выработки запасов на основе анализа полей распределения насыщенности флюидов и удельных остаточных запасов, выявление условий и особенностей продвижения закачиваемых вод;
- в) прогноз темпов отбора добывающих скважин;
- г) оптимизация режимов работы добывающих скважин;
- д) планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ) и расчет экономической эффективности их выполнения;
- е) прогноз состояния разработки месторождения при целенаправленном изменении условий разработки продуктивных пластов в рамках запланированных геолого-технических мероприятий.

Концепция «интеллектуальных» месторождений предполагает создание высокоэффективных систем мониторинга и управления разработкой, которые учитывают структурные особенности этих месторождений и применение которых обеспечит значительное повышение уровня добычи нефти и газа [2].

Система мониторинга и адаптивного управления месторождением включает в себя три основные подсистемы (рис.):

- а) подсистему сбора геолого-технологической информации (ГТИ);
- б) автоматизированный диспетчерский пункт (АДП);
- в) центр управления разработкой месторождений (ЦУРМ).



Рис. Структурная схема системы мониторинга и адаптивного управления месторождением

Подсистема сбора геолого-технологической информации осуществляет базовый процесс управления, а именно мониторинг «интеллектуальных» скважин и кустовых площадок, формирует и передает данные в автоматизированный диспетчерский пункт. Автоматизированный диспетчерский пункт предназначен для оперативного управления разработкой всего «интеллектуального» месторождения. Он содержит автоматизированные рабочие места производственного персонала, ведет сбор, обработку и хранение данных о текущем состоянии разработки.

Центр управления разработкой месторождений (ЦУРМ) является главной компонентой системы мониторинга и адаптивного управления разработкой «интеллектуальных» месторождений. Он осуществляет непрерывный сбор и хранение геолого-технологической информации по всем месторождениям с помощью корпоративной вычислительной сети предприятия, автоматизированную адаптацию постоянно действующей геолого-технологической модели на текущее состояние разработки, планирование геолого-технических мероприятий на основе адаптированной ПДГТМ и формирование оптимальной стратегии разработки месторождений.

Таким образом, современным вектором развития нефтегазового сектора в мировой экономике является интеллектуализация управления месторождениями газа и нефти. Модернизация российской экономики требует имплементации новых инновационных технологий, в том числе и в нефтегазовом комплексе. Технологии интеллектуального месторождения могут помочь нефтяным и газовым компаниям использовать новые и существующие месторождения по максимуму, достаточно оптимально, сокращая издержки производства и повышая рентабельность.

Литература

1. Еремин А.Н. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа. – Москва: Изд-во РГУ нефти и газа им. Губкина И.М., 2012. – 168 с.
2. Комагоров В.П., Фофанов О.Б. Система адаптивного управления разработкой интеллектуального месторождения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 15 с.

КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН КАК ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А.С. Иванов

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ухудшения структуры запасов нефти в последние годы является причиной снижения дебитов скважин, усложнения условий их эксплуатации, что, в свою очередь, вызывает снижение объемов нефтедобычи, сокращение межремонтного периода и срока службы добывающего оборудования, увеличение стоимости оборудования специального исполнения. Использование малопроизводительного оборудования ведет за собой рост удельных энергозатрат на добычу нефти. Следствие данных процессов – неизбежное снижение рентабельности добычи нефти, которая определяется следующими основными факторами:

- объем добычи нефти;
- стоимость оборудования и его срок службы;
- межремонтный период оборудования;
- величина переменных эксплуатационных затрат, особенно энергетических.

Эксплуатируемые способы повышения рентабельности добычи нефти в настоящее время направлены на улучшение одного из вышеупомянутых факторов, часто – в ущерб другому. Метод кратковременной эксплуатации добывающих нефтяных скважин с погружными центробежными насосными установками с электроприводом может улучшить все базовые составляющие рентабельности нефтедобычи.

С технической точки зрения, способ кратковременной эксплуатации скважин установки электроцентробежного насоса – это объединение известных способов механизированной эксплуатации скважин.

От известных способов кратковременная эксплуатация скважин принципиально отличается наличием возможности раздельного глубокого регулирования давления на глубине спуска установки электроцентробежного насоса путем изменения скорости вращения насоса и производительности установки путем изменения соотношения времени откачки жидкости из скважины и времени накопления жидкости в скважине.

Если ограничение штуцированием или с помощью частотного регулирования не удаётся добиться стабильного режима работы системы «скважина-УЭЦН», то следует переходить на работу в режим кратковременной эксплуатации скважин.

Современные средства плавного пуска электропривода позволяют сократить рабочий цикл периодической эксплуатации по времени до такой степени, что рабочий диапазон депрессии (определяется давлением на приеме насоса) составит не более 5 атмосфер. Во время работы установки происходит отбор жидкости как поступающей из зоны перфорации, так и накопленной в межтрубном пространстве (сепарированной от газа во время накопления). Благодаря этому повышается коэффициент естественной сепарации системы, что позволяет устанавливать рабочий диапазон давления на приеме насоса ниже оптимального значения, отвечающего постоянному режиму эксплуатации скважины.

Достоинствами такого режима являются:

- снижение удельного энергопотребления: замена малodeбитных электроцентробежных насосов на электроцентробежные насосы большего типоразмера с более высоким коэффициентом полезного действия; поддержание на приеме насоса давления (динамического уровня), обеспечивающего суммарный напор, отвечающий максимальному коэффициенту полезного действия спущенного насоса на протяжении всего периода эксплуатации в условиях нестабильности (снижения) притока.

- снижение затрат на текущий ремонт скважин: отказ от смены насоса на меньший типоразмер по причине снижения притока; отказ от смены насоса на меньший типоразмер по причине завышенного прогноза притока после геолого-технических мероприятий.

- повышение наработки на отказ подземного оборудования: повышение ресурса за счет снижения отработанного времени установкой за календарный период; снижение температуры погруженного электродвигателя электроцентробежного насоса за счет снижения периода откачки и, как следствие, снижение отложения солей; предотвращение эксплуатации подземного оборудования в неблагоприятных режимах температуры и свободного газа в насосе [1].