

ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ С ПОМОЩЬЮ ПОГРУЖНЫХ ДАТЧИКОВ

При разработке западносибирского Приобского месторождения специалисты компании «Газпромнефть-Хантос» столкнулись с проблемой некорректного определения динамического уровня (ДУ) в скважинах, повлекшей за собой снижение контроля работы УЭЦН и неверную оценку ресурсного потенциала скважин. Решением данной проблемы стало применение специальной телеметрической системы, оснащенной погружными датчиками. Данная система не только обеспечивает контроль за разработкой месторождения (на основе проведения ГДИС), но также позволяет заблаговременно идентифицировать и устранять различные неблагоприятные и потенциально опасные режимы работы УЭЦН.

Кроме того, ее использование дает возможность своевременно определить скважины-кандидаты для оптимизации работы ЭЦН и перевода насоса на оптимальный режим работы.

МИХАИЛ УСТЮГОВ

Инженер

ООО «Газпромнефть-Хантос»

ЛАРИСА НИКУРОВА

Заместитель начальника

УППРИГТМ

ООО «Газпромнефть-Хантос»

ВАЛЕНТИНА КОКУРИНА

Специалист

ООО «Газпромнефть-НТЦ»

До применения телеметрической системы с погружными датчиками потенциал скважин Приобского месторождения компании «Газпромнефть-Хантос» оценивался по методу газосодержания (МГС) — «отжимом» динамического уровня. Однако данный метод имеет ограниченную применимость в виду нескольких факторов — низкой оперативности, а также сложных условий эксплуатации УЭЦН. После внедрения системы погружной телеметрии на Приобском месторождении была выявлена существенная погрешность (около 22%) в расчете забойного давления по МГС, замеренного с помощью датчиков. Иными словами, применение системы погружной телеметрии позволило повысить контроль над работой установки и качественно оценить потенциал скважины. Также появилась возможность проводить гидродинамические исследования.

Система погружной телеметрии устанавливается на подземном лифтовом оборудовании, как правило, под приемом насоса, и выполняет три основные функции (см. «Схема размещения ТМС»).

Первая из них — защитная, заключается в прекращении работы установки при неблагоприятных и

потенциально опасных режимах работы.

Следующая функция — информационно-измерительная, состоит в регистрации и передаче внешним устройствам параметров работы скважины, проведении гидродинамических исследований.

Наконец, технологическая суть третьей функции сводится к обеспечению контроля над работой системы «пласт-скважина-насос».

Широкое внедрение систем телеметрии с погружными датчиками на Приобском месторождении началось в 2005 году, а уже к концу 2008-го оснащенность датчиками составляла 88% от общего фонда УЭЦН «Газпромнефть-Хантоса» (см. «Динамика изменения фонда УЭЦН и УЭЦН, оборудованных датчиками, за 2005–2008 гг.»).

Главное — защита

Примером реализации защитной функции системы телеметрии является прекращение работы установки при достижении предельных значений рабочих температур, в том числе, по причине недостаточного охлаждения ПЭД.

На Приобском месторождении средний дебит по жидкости составляет 40 м³ в сутки при диаметре эксплуатационной колонны

равном, в большинстве случаев, 168 мм. Следовательно, скорости потока не достаточно для охлаждения ПЭД.

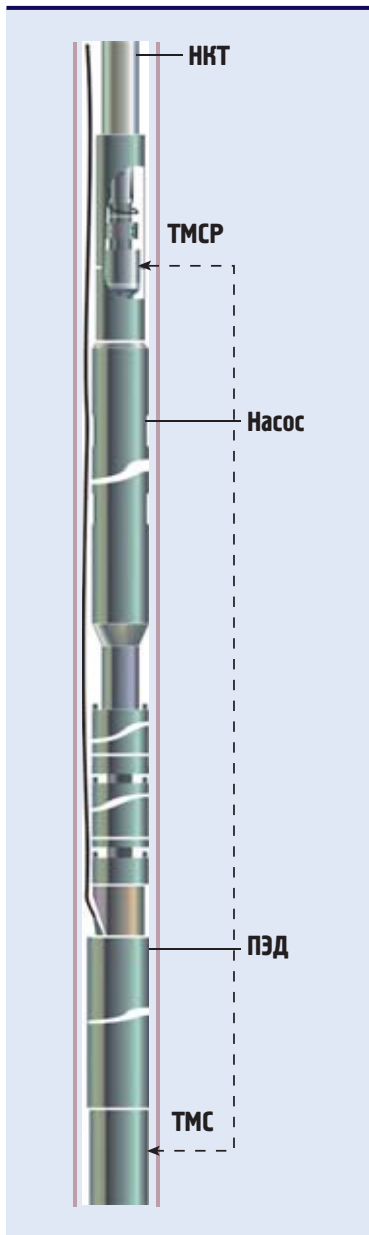
В качестве одного из методов решения данной проблемы стали применяться технологические остановки УЭЦН с целью охлаждения, в результате чего удалось добиться снижения отказов по электрической части оборудования (см. «Динамика остановок/отказов УЭЦН в 2005–2008 гг.»).

Функция технологического контроля реализуется при помощи специализированного программного обеспечения «Режим поддержания давления». Данная программа предназначена для поддержания давления на приеме УЭЦН путем изменения частоты тока частотным преобразователем. С ее помощью 11 скважин Приобского месторождения были переведены с периодического режима работы на постоянный. В результате этой операции прирост дебита по жидкости составил примерно 4 м³ в сутки, по нефти — около 4 тонн в сутки.

Технологический контроль широко применяется и в других областях. К примеру, для выявления негерметичности НКТ (см. «Пример определения негерметичности НКТ на скважине 11855 куста 24»). В ходе мониторинга



Схема размещения ТМС



рабочих параметров было обнаружено, что температура и давление начали повышаться. В свою очередь увеличение температуры вызвало срабатывание защиты.

При проведении мероприятий по определению негерметичности НКТ было сделано предварительное положительное заключение, которое подтвердилось после подъема погружного оборудования. Своевременное обнаружение дефекта позволило предотвратить выход УЭЦН из строя. Всего за 2008 год специалисты «Газпромнефть-Хантоса» выявили 23 случая негерметичности НКТ, из них 12 — с применением погружных датчиков.

Оптимизация и интерпретация

Еще одним примером реализации функции технологического контроля является определение скважины-кандидата для оптимизации режима работы (см. «Пример определения скважины-кандидата для оптимизации режима работы, скважина 15632 куст 21»). В ходе мониторинга рабочих параметров было выявлено, что давление на приеме насоса постепенно увеличивается. После уточнения потенциала скважины, а также определения зоны работы на Q-H характеристике установки, была рекомендована оптимизация работы насоса путем замены на больший типоразмер. Теперь насос работает в рекомендуемом диапазоне, с его помощью получен существенный прирост дебита ($Q=26$ т/сутки). Всего в 2008 году на Приобском месторожде-

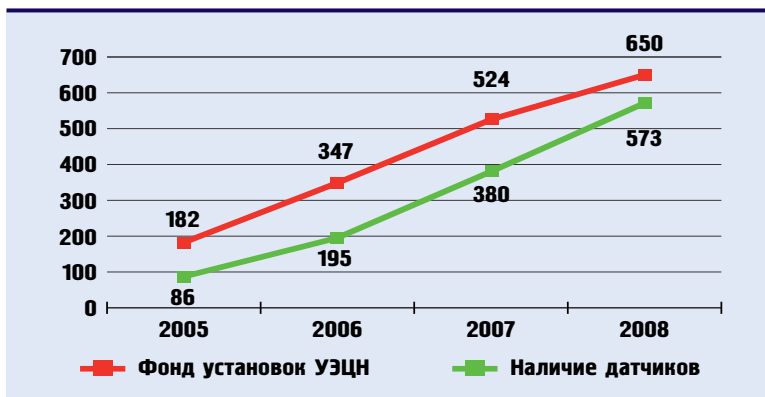
нии было проведено 74 операции по оптимизации работы скважин. Полученный прирост по нефти составил 134 тыс. тонн, выручка от реализации — 592 млн рублей.

Стоит добавить, что данный тип мониторинга может рассматриваться не только как эффективное средство контроля над режимом работы скважины, но и в качестве полноценных гидродинамических исследований. Это особенно важно при разработке Приобского месторождения, где стандартные ГДИС по технологии КВД для оценки фильтрационных свойств имеют ограниченную применимость. Из-за низкой проницаемости коллектора и наличия трещин гидроразрыва на исследования с целью определения параметров пластовой системы уходит от 20 до 30 суток.

При непрерывном мониторинге регистрация изменений давления выполняется непосредственно после запуска скважины, а также в процессе ее дальнейшей работы. В совокупности со сведениями об изменении дебита эти данные позволяют решить задачу определения ФЕС пласта без остановки скважины. В результате исследования определяются продуктивность, гидропроводность, проницаемость (текущая фазовая) и интегральный скин-фактор. Иными словами, подобные исследования представляют собой эффективную альтернативу стандартным ГДИС.

Для интерпретации получаемых данных может использоваться широко применяемая за рубежом технология анализа продуктивности (decline analysis), реализованная в программном комплексе Toraze (производитель — Карра Engineering). С ее помощью в 2008 году в компании «Газпромнефть-Хантос» были обработаны данные 138 наиболее информативных исследований с применением погружных датчиков, которые по результативности заменили гидродинамические исследования. Это позволило избежать необходимой при стандартных ГДИС остановки скважин и предотвратить потери 80 тыс. тонн нефти. Выручка от реализации составила 418 млн рублей. Отметим также, что результаты выполненного анализа дают возможность прогнозировать поведение

Динамика изменения фонда УЭЦН и УЭЦН, оборудованных датчиками, за 2005–2008 гг.



скважины при заданных технологических параметрах отбора.

Также долговременные исследования позволяют выявлять факт взаимовлияния соседних скважин и, таким образом, решать задачи гидропрослушивания (ГДП). Наблюдения за возмущением пласта контролируются по изменению забойного давления с помощью датчика, который входит в состав компоновки центробежного насоса. В 2008 году на Приобском месторождении было проведено 11 исследований ГДП.

Данные, полученные при помощи датчиков, используются при оперативном анализе промышленной обстановки (в том числе при построении карт забойных давлений) и решении других задач контроля за разработкой — к примеру, для построения модели заводнения и обоснования размещения скважин ППД и т.д.

Каждой скважине — по системе

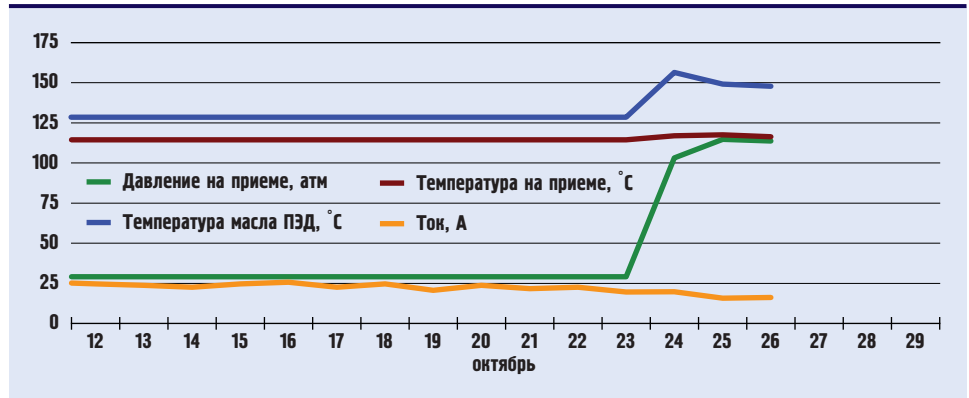
В заключение еще раз подчеркнем основные преимущества, которые дает использование системы погружного телеметрирования.

Прежде всего, система обеспечивает контроль за разработкой месторождения (на основе проведения ГДИС) и позволяет заблаговременно идентифицировать и устранять различные неблагоприятные и потенциально опасные режимы работы УЭЦН.

Динамика остановок/отказов УЭЦН в 2005-2008 гг.



Пример определения негерметичности НКТ на скважине 11855 куста 24



Также ее использование дает возможность своевременно определить скважины-кандидаты для оптимизации работы ЭЦН и перевода насоса на оптимальный режим работы.

В результате проведенного анализа работы системы на Приобском месторождении было ре-

шено, во-первых, оснастить 100% УЭЦН погружными датчиками. Во-вторых, обеспечить непрерывный мониторинг забойных параметров (с момента пуска) на всех вновь вводимых скважинах. Наконец, в-третьих, обеспечить внедрение погружных расходомеров и влагомеров.

Пример определения скважины-кандидата для оптимизации режима работы, скважина 15632 куст 21

