

Бобров Дмитрий Геннадьевич,

студент магистратуры;

Умиржанов Расул Мирсадыкович,

студент магистратуры;

научный руководитель – Саушин Александр Захарович,

д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой РЭНГ,

Институт нефти и газа,

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»,

г. Астрахань, Россия

ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Основным аспектом, рассматриваемым в данной статье, является ряд преимуществ, которые предоставляет применение современных интеллектуальных систем управления технологическим режимом работы добывающих скважин при разработке месторождений углеводородов.

Ключевые слова: интеллектуальные системы управления, разработка месторождений углеводородов, технологический режим работы добывающей скважины, наземная телеметрия, погружная дискретная телеметрия, погружная непрерывная телеметрия, преобразователь частоты.

На сегодняшний день, использование интеллектуальных систем (станций) управления (ИСУ) является одним из основных перспективных направлений, способствующих повышению эффективности добычи нефти и газа на разрабатываемых месторождениях России и других стран. Их применение, согласно [2, с. 109], предоставляет целый ряд преимуществ в процессе эксплуатации добывающих скважин, так как позволяет полностью, либо частично, решать следующие поставленные задачи:

- возможность получения в режиме реального времени достоверной и оперативной информации о дебите по каждой скважине и по каждому

разрабатываемому объекту (пласту), вскрытому этой скважиной, затратах энергии, состоянии скважинной насосной установки, включая записи, как наземных, так и глубинных модулей мобильных и стационарных информационно-измерительных систем;

- передача, обработка, анализ и хранение этой информации, а также возможность принятия сотрудниками с удалённого операторского центра оперативных решений по оптимизации параметров текущей добычи и технологических режимов эксплуатации добывающих скважин;

- повышение безопасности при выполнении работ на удалённых месторождениях или в условиях агрессивных сред, так как присутствие на скважинах необходимого количества обслуживающего персонала при этом будет минимизировано.

Как следствие, успешное решение данных задач при автоматизации технологического режима работы добывающих скважин, в ходе освоения месторождений углеводородов, позволяет добиться следующих целей:

- увеличение дебита добывающих скважин;
- повышение эффективности разработки месторождения в целом;
- прогноз неисправностей оборудования;
- увеличение межремонтных периодов а, следовательно, и снижение финансовых затрат на капитальный ремонт добывающих скважин;
- снижение энергопотребления при эксплуатации скважин;
- оперативное управление параметрами и контроль работы системы «пласт – скважина – насосная установка».

Для оперативного получения достоверной информации, как следует из [1], могут быть использованы различные варианты телеметрии, в частности, погружная дискретная телеметрия (ПДТ), погружная непрерывная телеметрия (ПНТ), а так же наземная телеметрия (НТ).

Достоинством ПДТ является прямой замер основных рабочих параметров в главных сечениях, например, на глубине расположения приёма флюида

насосом. Недостатками ПДТ можно считать её высокую стоимость, необходимость пересчёта всех параметров по глубине, а так же недостаточную её надёжность.

ПНТ осуществляет прямой замер рабочих параметров по всей длине оптоволоконного кабеля, спущенного в скважину, в любых сечениях по глубине, что является её плюсом. Минусами ПДТ, как и в случае применения ПДТ, являются её высокая стоимость, необходимость пересчёта некоторых рабочих параметров, а так же недостаточная её надёжность.

НТ предусматривает замер рабочих параметров на устье скважины. Плюсом НТ является возможность замены первичных измерительных приборов, их поверки, а так же сравнительно небольшая стоимость всех элементов данной системы. К минусам НТ можно отнести замеры основных рабочих параметров вдали от приёма скважинного насоса и определение скважинных показателей путём непрерывного пересчёта.

Все три вышерассмотренных варианта систем получения первичной информации (систем телеметрии) являются вполне работоспособными и удовлетворяющими предъявляемым к ним требованиям. Как видно, каждый из данных вариантов телеметрии имеет свою специфику применения, а также свои плюсы и минусы. Выбор той или иной системы должен лишь быть обоснован её технической и экономической целесообразностью.

Как известно, на настоящий момент наиболее распространённым устройством, позволяющим регулировать частоту вращения асинхронного двигателя при эксплуатации добывающих скважин в России, является преобразователь частоты (ПЧ). Использование ИСУ совместно с ПЧ, позволяет перевести оборудование на режим постоянной работы из-за отсутствия режимов «пуск/стоп». При этом появляются возможности автоматического выбора оптимального режима работы насосной установки, передачи информации о скважине на диспетчерский пункт, осуществления оперативного дистанционного управления оборудованием скважины.

Так, например, на удалённой работающей скважине, при аварийном отключении электроэнергии (например, из-за скачка напряжения), в случае применения ИСУ в автоматическом режиме произойдёт мгновенный анализ неисправности, автоматическое повторное включение насосного оборудования скважины и передача соответствующего сигнала в удалённый диспетчерский пункт. Если же причина аварии более существенная, то диспетчер оперативно отреагирует на неисправность и вызовет на данную скважину ремонтную бригаду. Такие оперативные действия существенно уменьшают время простоя скважины в ожидании ремонта, а, следовательно, и сокращают неизбежные при таком простое потери добычи извлекаемых углеводородов.

Также, помимо вышеперечисленных плюсов использования ИСУ с ПЧ, можно отметить и другие возможности, появляющиеся при их совместной работе. Как правило, при остановке насоса в скважине нефть начинает стекать вниз, и возникает так называемое турбинное вращение, то есть разворот двигателя в противоположенном направлении. Повторный запуск в случае турбинного вращения возможен только по его окончании. Используя же ИСУ совместно с ПЧ, можно запустить двигатель в любой момент, игнорируя турбинное вращение. При пуске ПЧ начинает «поиск» частоты вращения в другую сторону. Найдя эту частоту, он плавно подхватывает двигатель, затем плавно тормозит и запускает в другую сторону, выходя на рабочую частоту вращения. Эта особенность позволяет экономить время и более полно использовать производственный ресурс оборудования. В случае заклинивания насоса во время его работы, как правило, происходит срабатывание защиты от заклинивания вала (защита от перегрузки). При использовании ПЧ в данном случае возможно применение методики «раскачки». ПЧ подаёт повышенное напряжение пониженной частоты в одном, а затем в другом направлении, как бы раскачивая двигатель. При этом момент на валу двигателя может быть выше номинального, а ток, тем не менее, не превышать номинального. Такая возможность присуща только совместной работе ИСУ с ПЧ.

В заключении стоит отметить, что опыт уже установленных и эксплуатируемых ИСУ на определённых разрабатываемых месторождениях не только в России, но и других странах, показал, что перевод добывающих скважин в интеллектуальный режим работы, как правило, является оптимальным технологическим решением. При этом применяемые программные продукты, обслуживающие и контролирующие данные ИСУ, всё же требуют определённой доработки в части написания и внедрения алгоритмов управления технологическими режимами работы, так как не всегда учитывают характеристики продуктивных пластов и инфраструктуру наземной части разрабатываемого месторождения. Создаваемые модели в постоянно совершенствуемых программных продуктах, включённые в состав алгоритма управления ИСУ добывающими скважинами, позволяют выйти на принципиально новый уровень адаптации скважин к конкретным условиям продуктивного пласта в течение всей его разработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Большая энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru/>.*
- 2. Ерёмин А.Н., Ерёмин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа: Учебное пособие для вузов. Кн. 2. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 165 с.*