

Перевод скважин Приобского месторождения на адаптивную систему управления электроцентробежным насосом



В.Г. Ханжин (ЗАО «Электон»), С.Н. Бышов, Л.Ф. Никурова, А.Ф. Галеев (ООО «Газпромнефть-Хантос»)

Transition of wells of the Priobskoe deposit to adaptive exploitation

V.G. Khanzhin (Elekton ZAO), S.N. Byshov, L.F. Nikurova, A.F. Galeev (Gazpromneft-Hantos OOO)

Materials of application of control systems of ESP on technology of cyclic adaptation for the coordination of selection with inflow of extracting wells Приобского of a deposit are presented. Results of trade tests on 7 chinks of «Gazpromneft-Hantos» OOO are shown.

Ключевые слова: адаптивная система управления электроцентробежным насосом, ЭЦН, новые технологии добычи нефти, скважины осложненного фонда.

Адрес для связи: Nikurova.LF@hantos.gazprom-neft.ru.

Данная статья подготовлена по результатам применения адаптивных систем управления установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) для согласования отбора с дебитом добывающих скважин Приобского месторождения.

В настоящее время не имеется универсальных, проверенных опытом технологических концепций успешной разработки и эксплуатации месторождений с низкопроницаемыми пластами и сложной структурой запасов нефти. Характерный пример - Приобское месторождение, разрабатываемое ООО «Газпромнефть-Хантос». Применение известных технологий все чаще становится неэффективным для решения такой практической задачи, как реализация непрерывных режимов эксплуатации скважин.

Традиционно настройка режима скважины основана на подборе насоса. Ее ожидаемый дебит при этом пытаются согласовать с подачей насоса в рекомендуемой области его напорной характеристики для номинальной частоты тока погружного электродвигателя (ПЭД). Корректировку последующего режима эксплуатации осуществляют чаще всего ручной настройкой необходимой частоты или подбором штуцера. При этом проявляются следующие осложняющие факторы:

- прорывы свободного газа в НКТ и эксплуатационной колонне;
- вынос механических примесей;
- отложения парафина в НКТ;
- отложение солей в скважинном оборудовании;
- наличие эмульсий, разлагаемых и не разлагаемых при простом отстое;
- появление пены, прежде всего на приеме насоса;
- слив жидкости из НКТ после остановки насоса.

Если влияние осложнений незначительно, то, как правило, проблем с настройкой режима скважины нет. Однако в скважинах Приобского месторождения имеются практически все факторы, поэтому с учетом стадии разработки месторождения акту-

альность поиска технических решений, адекватных задаче оптимизации режимов эксплуатации скважин, не вызывает сомнений.

С учетом современных тенденций интерес представляют системы интеллектуального управления режимом насосной скважины. Из разнообразных предложений в этом направлении ООО «Газпромнефть-Хантос» выбрана отечественная технология так называемой адаптивной эксплуатации скважин с использованием непрерывно-циклических адаптивных режимов УЭЦН – циклов стабилизации притока Ханжина (ЦСПХ), далее – управляющих циклов [1, 2]. Преимуществами этой технологии являются ее ориентация на стандартное оснащение скважин скважинным и наземным электрооборудованием УЭЦН и наличие серийного производства на основе давно применяемых на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хан-

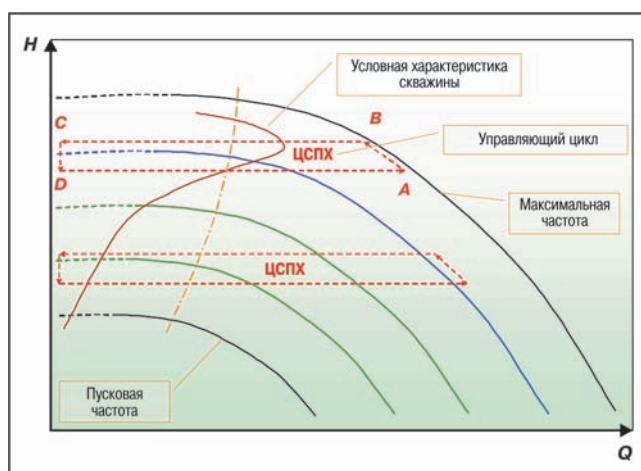


Рис. 1. Согласование режима системы скважина – УЭЦН – ЦСПХ: H – напор; Q – подача насоса

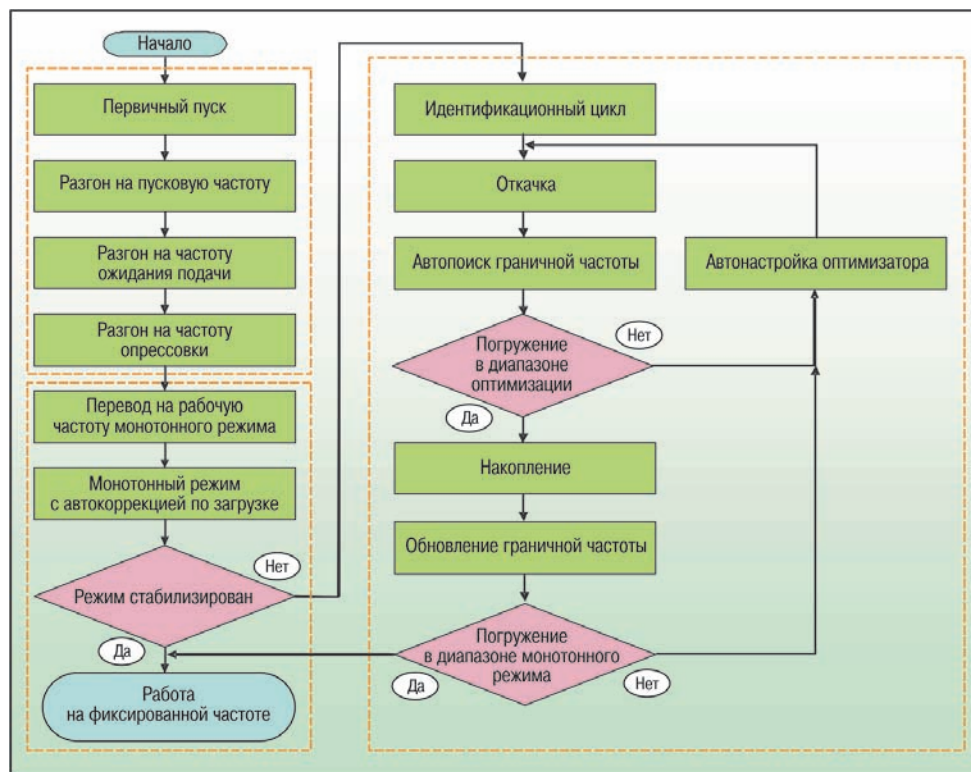


Рис. 2. Обобщенный алгоритм адаптивной эксплуатации скважины

тос» систем автоматического управления производства ЗАО «ЭЛЕКТОН».

Акцент в предлагаемой адаптивной технологии делается на непрерывную работу УЭЦН от запуска и откачки продукции до создания необходимой депрессии, а при осложнениях для поддержания режима работы скважины управление насосом проводится без его остановки путем создания циклов с определенной смесью фаз (рис. 1).

Цикл адаптивного управления насосом на рис. 1 показан траекторией ABCD и включает следующие основные фазы.

1. Откачка. Частота устанавливается из условия не выше номинальной загрузки ПЭД при оптимальном наполнении насоса (участок AB).

2. Поиск граничной частоты (участок BC).

3. Ограничение откачки при накоплении жидкости путем модуляции частоты на границе прекращения подачи насоса при автоматическом контроле его погружения под уровень жидкости (участок CD) с помощью обновления граничной частоты в процессе накопления с автоповтором циклов (участок DA) или выходом в монотонный режим по заданному порогу на погружение насоса под уровень жидкости. Общая структура алгоритмических переходов монотонный – циклический режим приведен на рис. 2.

Для согласования темпа отбора продукции с ее притоком из пласта цикл можно перемещать в необходимом направлении. При этом настройка режима скважины сводится практически к регулированию соотношения временных фаз управляющего цикла, а основ-

ным контролируемым параметром служит граничная частота. В связи с отмеченным, если приток в скважину осложнен прорывами газа, а поток продукции в НКТ сопровождается пульсациями и глубокими продувками (а.с. СССР № 1262026), то эти процессы отражаются в пульсациях граничной частоты. В свою очередь система управления адекватно реагирует на изменения граничной частоты модуляцией параметров управляющего цикла, пытаясь пропускать через насос газовые пакки и «ловить» порции жидкости. Для поддержания режима могут выполняться дополнительные процедуры по дегазации и подкачкам, восстановлению, дроблению и прерываниям накоплений, сдерживанию темпа наполнения НКТ. При прекращении пульсаций система управления переводит насос в монотонный режим работы и т.д.

Номер скважины	Тип насоса	Среднее время эксплуатации, ч	Период накопления, ч	Дата перевода на адаптивный режим	Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	Дополнительный дебит за апрель-май 2009 г.	
					до мероприятия		после мероприятия		жидкости, м ³ /сут	нефти, т/сут
15882	SPI D 8-2100	3	12	07.04.09 г.	4	3	9	7	270	216
15864	SPI D 13-2200	22	6	27.03.09 г.	42	35	47	39	300	216
11321	SPI D 20-2100	10	12	29.03.09 г.	26	22	30	26	240	240
13262	SPI D 8 - 2200	20	4	01.04.09 г.	24	19	35	25	660	360
13243	SPI D 8 - 2200	13	10	07.04.09 г.	16	13	22	18	324	300
15710	SPI D 13 - 2200	17	2	18.05.09 г.	40	33	45	37	65	216
11243	SPI D 28 - 2200	21	2	23.05.09 г.	56	47	60	51	32	52

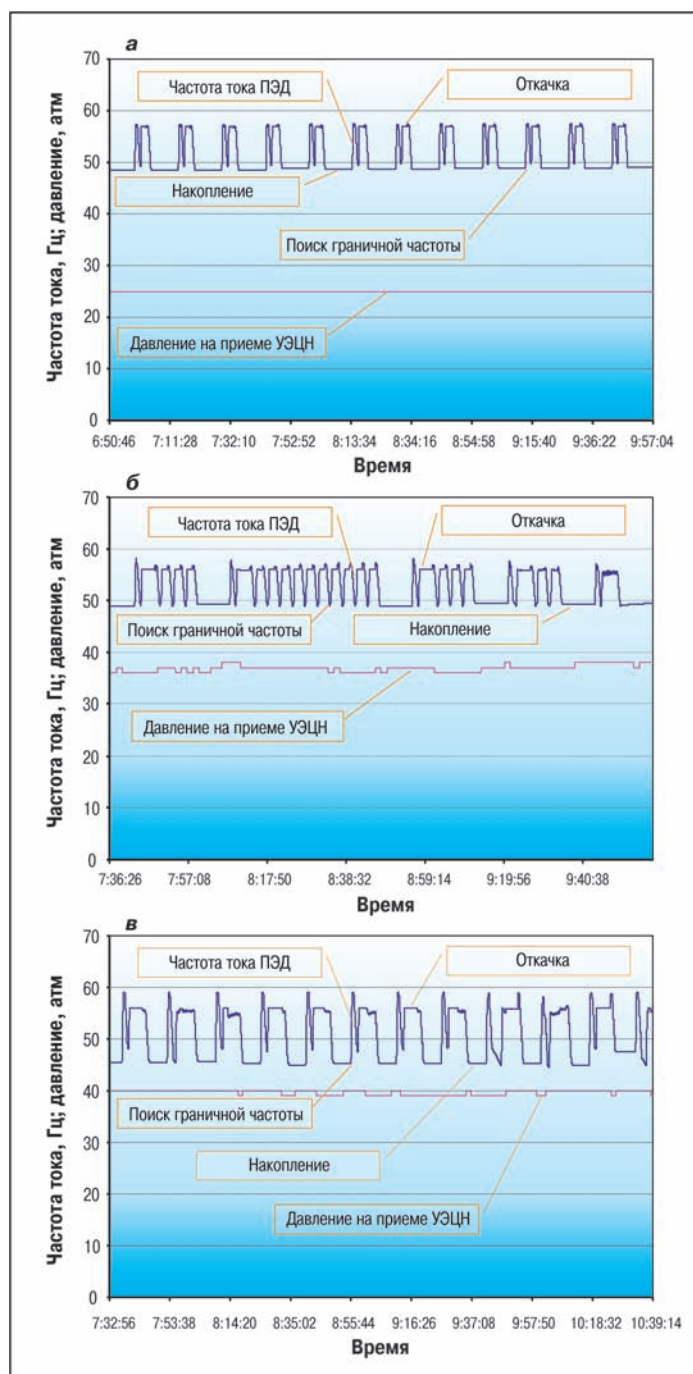


Рис. 3. Динамика управляемого режима скв. 15882 на 21.05.09 г. (а), скв. 13262 на 22.05.09 г. (б) и скв. 15710 на 21.05.09 г. (в)

Промысловые испытания адаптивной системы управления УЭЦН в ООО «Газпромнефть-Хантос» проводятся в скважинах Приобского месторождения с наиболее сложной историей эксплуатации. В марте 2009 г. для перевода на адаптивную эксплуатацию первоначально было предложено пять скважин с проверкой адаптивной стабилизации режима эксплуатации. В процессе работ на следующем этапе были добавлены еще две скважины, которые после текущего ремонта и оптимизации подбора УЭЦН не удалось вывести на расчетный режим.

До адаптации скважины эксплуатировались в периодическом режиме. После перевода на управляемый режим показатели по всем скважинам улучшились (см. таблицу), т.е. поставленные задачи были выполнены. Для примера динамика управляемых режимов УЭЦН в трех скважинах приведена на рис. 3.

В результате наблюдения за эксплуатацией скважин в адаптивных режимах отмечены следующие особенности.

1. Поток продукции в НКТ интенсивно вытесняется свободным газом.

2. Работа УЭЦН на фиксированных частотах с остановками по разным причинам осложнена тяжелыми пусками, особенно это регистрируется на малодобитных насосах. При адаптивном управлении остановки УЭЦН выполняются при прекращении подачи (контролируемая остановка). Такие операции предупреждают осложнения при последующих пусках.

В целом промышленные испытания показали эффективность применения адаптивных систем. Поэтому в ООО «Газпромнефть-Хантос» разрабатывается программа мероприятий по дальнейшему переводу скважин осложненного фонда Приобского месторождения на адаптивную эксплуатацию.

Список литературы

1. Пат. №2119578 РФ. Способ эксплуатации малодобитной скважины электронасосом с частотно-регулируемым приводом/В.Г. Ханжин; заявитель и патентообладатель В.Г. Ханжин. – № 97110817/03; заявл. 19.06.97; опубл. 27.09.98.
2. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983. – 510 с.