

## Современные системы управления погружными электронасосами при периодических режимах эксплуатации скважин

О.А. Тяпов, А.Р. Гарифуллин,  
С.Г. Басов (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),  
В.Г. Ханжин (ЗАО «Электон»)

### Modern control systems for electric submersible pumps in periodic exploitation

O.A. Tyapov, A.R. Garifulin,  
S.G. Basov (RN-Yuganskneftegaz OOO),  
V.G. Khanzhin (Elekton ZAO)

Solutions for effective depletion of productive reservoir using an adaptive programmable control system for ESP (Electric Submersible Pump) with technological interface (IT) are presented. Three different modes of IT are determined. Production experiments for 4 wells of RN-Yuganskneftegaz OOO are shown.

Структура запасов нефти, разрабатываемых в России в последние годы, существенно меняется. Вводятся в эксплуатацию новые месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (высокие газовый фактор, давление насыщения и вязкость откачиваемой продукции), продолжается разработка истощенных нефтяных месторождений. В этих условиях все более актуальной становится задача оптимального дренирования продуктивного пласта. Реализовать устойчивый режим эксплуатации скважин с использованием существующего оборудования и применяемых технологий часто не удается [1]. Требуется ускоренное создание и широкомасштабное внедрение эффективных технологий. А пока практически повсеместно увеличивается фонд скважин, эксплуатируемых электронасосами в периодическом режиме.

Создать необходимую депрессию и автоматически регулировать режим эксплуатации скважины в оптимальном диапазоне притока позволяют самонастраивающиеся системы интеллектуального управления скважинными электронасосами (ИС).

В настоящее время имеются системы и решения, предлагаемые как типовые; определена техническая база:

- погружной электронасос;
- регулируемый электропривод;
- глубинная телеметрическая система (ТМС);
- оснащение устья скважины дополнительными контрольно-измерительными приборами.

Однако широкого распространения такие системы не получили прежде всего из-за высокой стоимости, сложности и нетехнологичности. Поэтому требуются технические решения, позволяющие максимально адаптировать управляющую систему к реальной промысловой обстановке:

- простое для пользователя управление;
- минимизация влияния субъективного фактора при оперативном контроле и управлении режимом скважины;
- повышение надежности электропогружного оборудования при работе от автоматической системы управления;
- эксплуатация скважин на режимах, близких к потенциальным возможностям максимального притока;
- снижение затрат по эксплуатации скважины;
- увеличение продолжительности эффективной разработки нефтяных залежей.

Поставленным условиям соответствует проект адаптивной системы программного управления скважинным электронасосом с

технологическим интерфейсом (ИТ) по обработке параметров скважины на основе обновляемых моделей притока. ИТ предлагается для повышения эффективности эксплуатации скважин, прежде всего периодического и часто ремонтируемого фонда.

Системы ИТ серийно выпускаются ЗАО «Электон» и в настоящее время проходят промышленные испытания на Приобском и Мало-Балыкском месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». Принципиальное их отличие от других систем эксклюзивного характера – максимальная ориентация на типовую оснащенность скважин штатными технологическими средствами и оборудованием.

Комплекс ИТ включает станцию управления УЭЦН («Электон-04ИТ», «Электон-07ИТ») и систему контроля глубинных параметров («Электон-ТМС-2»). Дополнительные контрольно-измерительные приборы и системы не требуются.

Рассмотрим основные технологические принципы ИТ.

Программно-технологический модуль ИТ автоматически отслеживает изменение притока и других гидродинамических параметров эксплуатации скважины путем математической обработки сигналов телеметрии непосредственно контроллером (СУ-УЭЦН). Периодически обращаясь к модулю «Индикатор притока», контроллер оценивает события «пуск-останов», завершившиеся до текущего времени. Если такие события зарегистрированы и данные корректны, то контроллер формирует адаптивную модель притока. После завершения очередного события (пуск/останов) модель обновляется и проверяется на корректность по методикам [2-4]. В памяти контроллера постоянно сохраняются три последние корректные модели притока для анализа и обновления текущих параметров режима скважины. Предусмотрен вывод информации на экран контроллера и в систему промышленной телемеханики. В ИТ предусмотрены три функциональных режима работы: регистрационный, адаптивный двухпараметрический и адаптивный трехпараметрический.

На Приобском месторождении с 8 августа по 1 октября 2007 г. был успешно апробирован комплекс ИТ в режиме регистратора

Таблица 1

Номер		Тип насоса	Глубина спуска, м	Дата	Добыча нефти, т		Добыча жидкости, м <sup>3</sup>		Отклонение по жидкости, %
куста	скважины				фактическая	вычисленная	фактическая	вычисленная	
202	8475	400-2022	2483	19.08.07 г.	74,0	80,0	259	280	7,5
				22.08.07 г.	88,0	98,6	308	345	10,7
212	8226	400-2007	2353	24.09.07 г.	37,3	42,4	239	272	12,1
				23.08.07 г.	44,3	47,4	284	304	6,6

Примечание. Обводненность продукции оценивалась по результатам анализа проб: для скв. 8475 составляет 67 %, скв. 8226 – 82 %.

Таблица 2

Номер		Тип насоса	Глубина спуска, м	Периодический режим			
				без адаптации (на 07.09.07 г.)		адаптивный (на 29.09.07 г.)	
куста	скважины			Время, ч		Время, ч:мин	
				работы	накопления	работы	накопления
549	3987	50-2334	2626	8	16	8:24	15:36
540A	3800	50-2339	2579	12	12	15:35	8:25

в скв. 8226 и 8475 (рис. 1, 2). На этом режиме автоматически отслеживаются изменения параметров скважины при условии формирования корректной модели притока. В табл. 1 для сравнения приведены фактические (измеренные с помощью АГЗУ) и вычисленные с помощью регистратора данные по добыче нефти и жидкости.

Со 2 сентября по 1 октября 2007 г. проводились промышленные испытания двухпараметрической оптимизации периодической работы насоса в скважинах Мало-Балыкского месторождения (табл. 2, рис. 3 - 5). Алгоритм двухпараметрической оптимизации ИТ (время и загрузка ПЭД) позволяет автоматически настраивать программный режим УЭЦН в скважине на увеличение времени работы (увеличение дебита). Использование обновляемых моделей притока, формируемых по давлению ТМС, позволяет прогнозировать переход системы скважина - насос в непрерывный режим. В табл. 2 показано, как изменился режим работы скважины после применения ИТ в режиме оптимизатора.

В настоящее время выполняются заводские испытания ИТ по алгоритму трехпараметрической оптимизации работы насоса (время, загрузка ПЭД, давление ТМС) в периодическом режиме.

В этом алгоритме предусмотрена автоматическая настройка программного режима УЭЦН на увеличение дебита скважины с периодическим заглублением в заданных ограничениях депрессии и притока, контролируемого автоматически по обновляемым моделям, при этом срыв подачи исключается. На рис. 6 приведен один из вариантов рабочего состояния системы ИТ при трехпараметрической оптимизации.

Таким образом, технические решения, реализованные в системах ИТ, способствуют повышению эффективности управляемой эксплуатации УЭЦН в периодических режимах. Автоматически

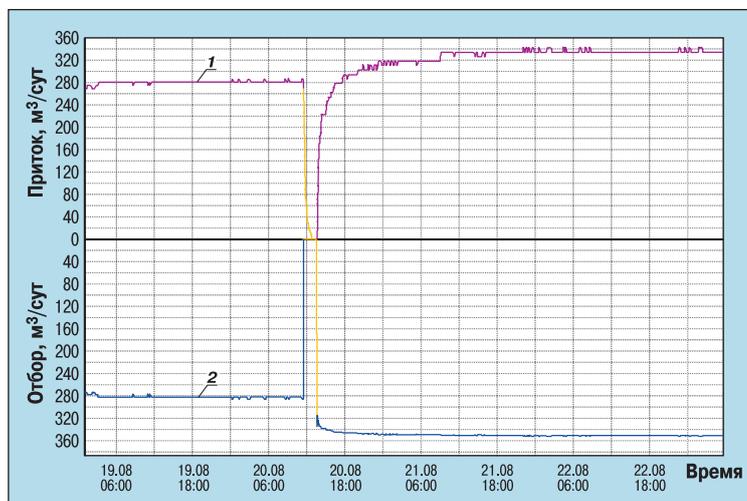


Рис. 1. Динамика притока (1), отбора (2) по скв. 8475

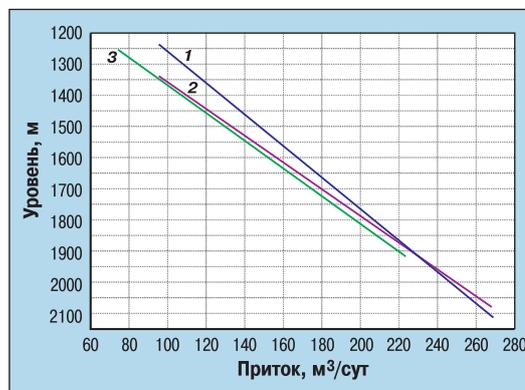


Рис. 2. Модели притока по скв. 8226 от 27.09 (1), 23.09 (2), 30.08 (3) 2007 г.

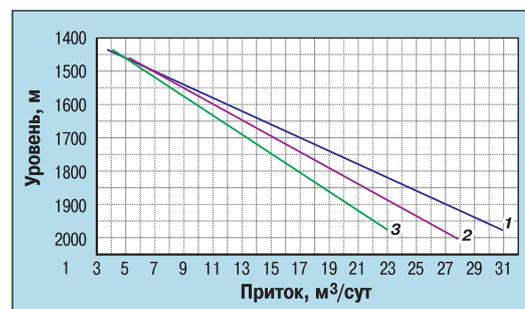


Рис. 3. Модели притока по скв. 3987 от 28 (1), 27 (2), 25 (3) сентября 2007 г.

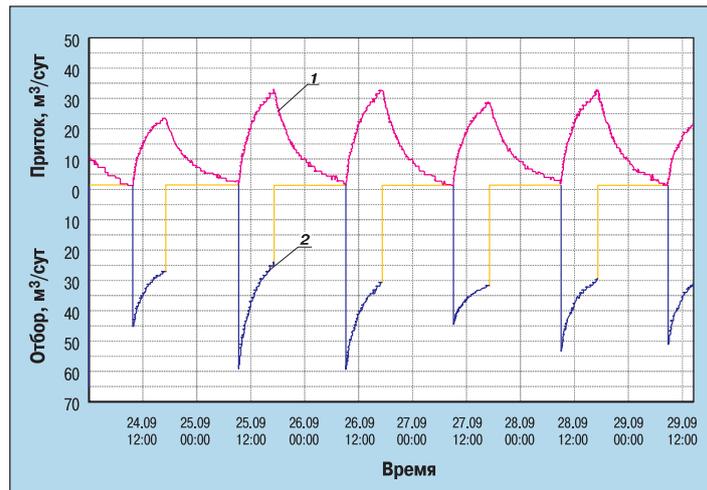
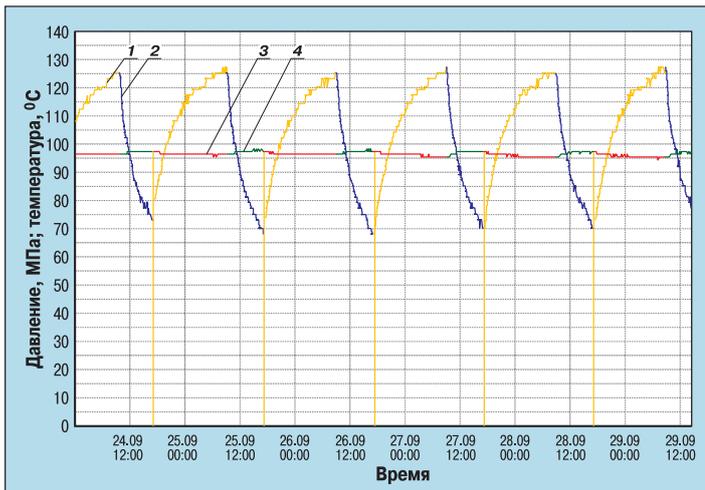


Рис. 4. Динамика давления и температуры в скв. 3987:

1, 2 – давление соответственно в режиме останова и работы; 3, 4 – температура соответственно в режиме останова и работы

Рис. 5. Динамика притока (1), отбора (2) по скв. 3987

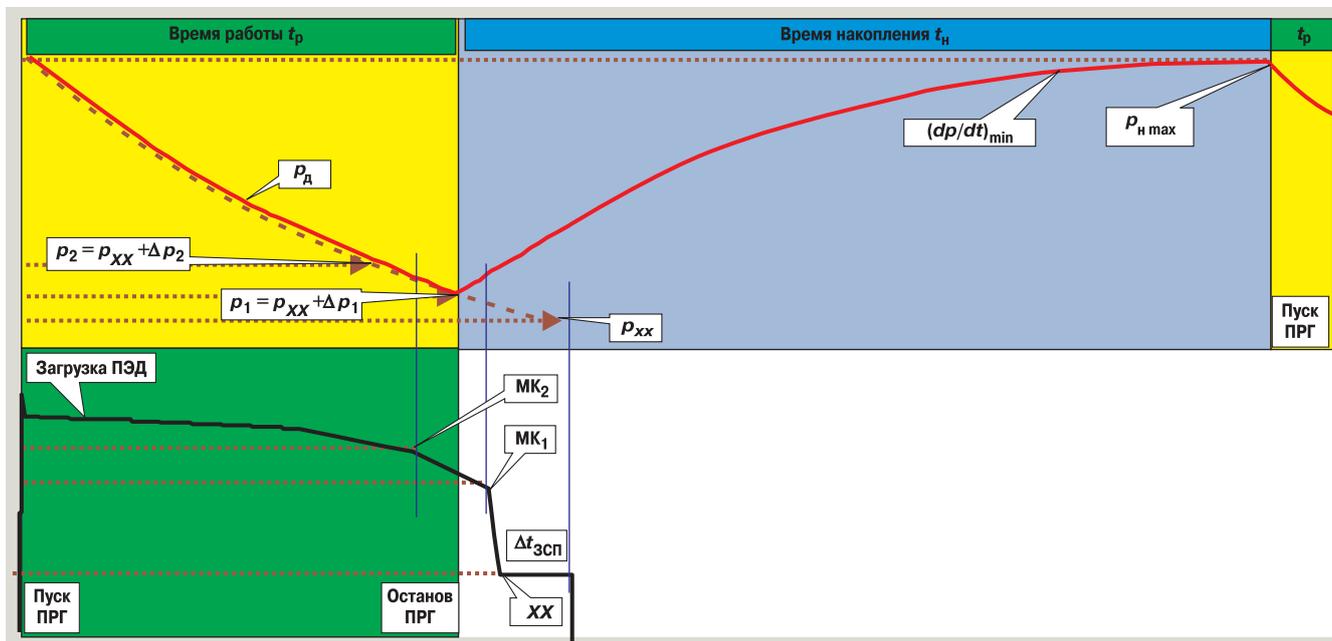


Рис. 6. Схема одного цикла трехпараметрической оптимизации:

XX – минимальная нагрузка ПЭД при срыве подачи; MK<sub>1</sub> – порог загрузки прекращения подачи; MK<sub>2</sub> – нижний порог рабочей загрузки без прекращения подачи; p<sub>xx</sub> – давление прекращения подачи; Δp<sub>1</sub>, Δp<sub>2</sub> – минимальный запас давления над p<sub>xx</sub> для загрузки соответственно от MK<sub>1</sub> до MK<sub>2</sub>, больше MK<sub>2</sub>; (dp/dt)<sub>min</sub> – минимальная скорость подъема давления в накоплении; p<sub>n max</sub> – максимальное давление в накоплении; p<sub>d</sub> – текущее давление погружного датчика; Δt<sub>зсп</sub> – задержка защиты срыва подачи; ПРГ – программа автоматического повторного включения

регулируемое заглубление и контроль притока по обновляемым моделям дают возможность определять диапазон изменения депрессий и удерживать режим в области максимального притока, в том числе с автоматическим переводом скважины из работы по программе в непрерывный режим. Использование штатного технологического оборудования облегчает широкомасштабное внедрение систем ИТ в промышленную практику.

Список литературы

1. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы. - М.: Гостехиздат, 1957. – С.126-129.
2. А.с. СССР №659731. Способ определения коэффициента продуктивности насосных скважин/В.А. Афанасьев и др. – 1977.
3. Методические указания по запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН ООО «РН-Юганскнефтегаз» (№ П1-01 С-008 Р-002 Т-002 ЮЛ-99). - Нефтеюганск, 2006. – С.23-24.
4. Периодическая эксплуатация скважин электроцентробежными насосами/В.А. Сахаров, М.А. Мохов, В.В. Бондаренко, Н.П. Ситкарев//Нефтепромышленное дело. - 1995. - №1. - С. 21-25.