



ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Энергосберегающее управление многомашинным комплексом системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений

Сушков В. В., доктор техн. наук, Велиев М. К., инж.

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Приведены результаты анализа трех стратегий управления многомашинным комплексом системы поддержания пластового давления (ППД). Показано, что наиболее рентабельна стратегия с применением частотно-регулируемого привода (ЧРП) на подпорных насосах и на одном из параллельно работающих основных насосов. Даны рекомендации по ее применению для различных периодов разработки нефтяного месторождения.

Ключевые слова: энергосберегающее управление, кустовая насосная станция, режимы работы насосных агрегатов, частотно-регулируемый привод насосных агрегатов, коэффициент рентабельности.

Необходимость снижения удельного расхода электроэнергии — одна из приоритетных задач при добыче нефти, в себестоимости которой доля затрат на электроэнергию достигает 35 % [1]. Отчасти это обусловлено падением дебита скважин и ухудшением природно-геологических условий добычи, что вызывает необходимость применения более энергоемких технологий.

Одним из энергоемких процессов в нефтегазодобыче (до 34 %) является закачка воды в нефтяной пласт с целью поддержания пластового давления [2]. Здесь основные потребители электроэнергии — насосные агрегаты (НА) кустовых насосных станций (КНС). Существующие виды управления производительностью КНС (дресселирование высоконапорных водоводов, байпасирование, цикличность работы НА и т. д.) неизменны в течение многих лет. Поэтому на фоне устойчивой тенденции повышения тарифов на электроэнергию необходимо внедрение энергосберегающего управления технологической системой ППД.

Для обеспечения эффективного функционирования технологической системы ППД важным является выполнение заданных объемов закачки рабочего агента как в целом по участку нефтяного месторождения, так и по каждой нагнетательной скважине. Наряду с этим в процессе функционирования технологической системы происходят изменения объемов закачки вследствие требований технологии добычи нефти, поэтому возникает

необходимость корректировки режимов работы КНС.

Наиболее перспективное направление в энергосберегающем управлении — применение ЧРП насосных агрегатов КНС. Регулирование режимов работы НА с ЧРП позволит повысить качество управления путем изменения производительности насосной установки и, как следствие, — снизить уровень электропотребления [3].

Преобладающее большинство НА КНС комплектуется многоступенчатыми секционными центробежными насосами типа ЦНС с асинхронными либо синхронными приводами, работающими параллельно на общую сеть высоконапорных водоводов. Подпорные насосы включены последовательно с основными для создания необходимого давления на входе, что позволяет увеличить общий напор на выходе КНС на значение подпорного давления. В данной статье исследована возможность энергосберегающего управления на примере центробежных насосов типа ЦНС 240-1900 и подпорных горизонтальных насосов двустороннего входа типа 1Д250-125, мощность электроприводов которых составляет 1600 и 152 кВт соответственно. Необходимо выбрать стратегию энергосберегающего управления, которая обеспечивает минимальное потребление электроэнергии при закачке воды в нефтеносный пласт, и определить коэффициент рентабельности по электроэнергии в зависимости от стадии разработки нефтяного месторождения.

Рассмотрим три стратегии управления многомашинным комплексом путем применения ЧРП:

1) на одном из параллельно работающих основных насосов;

2) на всех параллельно работающих основных насосах;

3) на подпорных насосах и на одном из параллельно работающих основных насосов.

В общем виде минимум суммарной мощности, потребляемой многомашинным комплексом, записывается следующим образом:

$$N_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m N_i \rightarrow \min, \quad (1)$$

где N_i — мощность, потребляемая i -м насосом, кВт.

При этом необходимо учитывать следующие технологические ограничения: суммарная производительность насосных агрегатов КНС должна равняться требуемому значению объема нагнетания ($\sum Q_i = Q_{\text{треб}}$) при минимальном напоре $H_i = H_{\text{мин}}$, разбиваемом насосными агрегатами; КПД насосных агрегатов КНС должны находиться в оптимальных пределах рабочей зоны ($\eta_{\text{мин}} \leq \eta_{\text{опт}} \leq \eta_{\text{макс}}$) и не выходить за ее пределы.

В рассматриваемом случае минимизация энергопотребления в системе ППД обеспечивается путем выбора стратегии управления, в соответствии с которой определяется число регулируемых основных и подпорных НА.

Количество сэкономленной электроэнергии, кВт·ч, при различных стратегиях управления находят из выражения [4]

$$W_{\text{эк}} = \frac{1}{\eta_{\text{эд}}} N_6 T \{ \omega - [1 + (\zeta - \eta_{\text{пр}})] \} \varphi, \quad (2)$$

где $\eta_{\text{эд}} \approx 0,9$ — КПД электродвигателя; N_6 — мощность, кВт, потребляемая насосом при наибольшей подаче; T — расчетный период, сут; ω — относительные потери электроэнергии при наличии излишних напоров в сети, определяемые глубиной регулирования насосного агрегата $\lambda = Q_M / Q_6$; Q_M и Q_6 — наименьшая и наибольшая подача насоса за расчетный период соответственно; $\zeta = 0,02$ — коэффициент, учитывающий дополнительные потери в приводе; $\eta_{\text{пр}} \approx 0,98$ — КПД преобразователя частоты; φ — снижающий коэффициент, зависящий от количества параллельно работающих насосов.

Потребляемую насосным агрегатом мощность, кВт, при наибольшей подаче вычисляют по формуле [4]

$$N_6 = 9,81 \frac{Q_6 H}{\eta_{\text{эд}}}. \quad (3)$$

Мощность N_6 последовательно работающих подпорного и основного НА определяют путем аппроксимации их паспортных данных и введения эквивалентного расхода Q , м³. В качестве определяющего узла примем блок распределения воды. В этом случае статический напор водоприемной сети равен напору насосного агрегата. При наибольшей подаче $H_{\text{ст}}/H_6 = 1$.

Для оценки экономической эффективности реализации такой концепции управления предлагается использовать коэффициент рентабельности, комплексно отражающий степень эффективности использования материальных, трудовых и денежных ресурсов [5]:

$$K_{\text{рен}} = C_{\text{н}} Q_{\text{н}} / I, \quad (4)$$

где $C_{\text{н}}$ — стоимость единицы объема добытой нефти, руб/м³; $Q_{\text{н}}$ — объем добытой нефти, м³; I — издержки при производстве единицы продукции, руб/м³.

Издержки при производстве представляют собой текущие затраты на закачку заданного объема воды в нефтеносный пласт (затраты на амортизацию оборудования, эксплуатационные затраты и затраты на электроэнергию, расходуемую в процессе функционирования системы). При отсутствии возможности изменения прочих издержек в качестве критерия оптимизации работы насосных агрегатов КНС целесообразно принять коэффициент рентабельности по расходу электроэнергии, который характеризует изменение себестоимости продукции в зависимости от стоимости электроэнергии и объема ее потребления с учетом приведенных затрат на единицу продукции (1 м³ закаченной воды). Поэтому применительно к рассматриваемой задаче коэффициент рентабельности по электроэнергии с учетом капитальных затрат на частотно-регулируемый привод будет иметь следующий вид:

$$K_{\text{рен}} = \frac{C_{\text{н}} Q_{\text{н}}}{W C_{\text{ээ}} + [n(C_{\text{п.ч}} + A_{\text{п.ч}})]}, \quad (5)$$

где $W = \Sigma W - W_{\text{эк}}$ — количество потребленной электроэнергии при отсутствии непроизводительных затрат энергии на излишний напор

Расчетные показатели	Год разработки			
	Первый	Второй	Третий	Четвертый
Объем закачиваемой воды, м ³ /ч	192,6	338	546,2	723,9
Объем добываемой нефти, м ³ /ч	106,9	258,3	329,4	429,7
Требуемая глубина регулирования λ при стратегиях:				
1 и 2	0,8	0,41	0,27	1
3	0,8	1	0,22	0,55
Капитальные затраты, тыс. руб., при реализации стратегий:				
1	6800			
2	27 200			
3	7200			
Количество потребленной электроэнергии, кВт · ч, при реализации стратегий:				
1	1598	3156,9	4747,8	4800
2	1590,5	3156	4744,4	4793,7
3	1598,3	1752	3468,3	4237,2

($W_{\text{ЭК}}$), кВт · ч; $C_{\text{ЭЭ}}$ — стоимость 1 кВт · ч электроэнергии, руб/(кВт · ч); n — количество преобразователей частоты; $C_{\text{п.ч}} = 6800$ тыс. руб. — стоимость преобразователя частоты 6 кВ основного насосного агрегата (стоимость преобразователя частоты 0,4 кВ подпорного насосного агрегата — 400 тыс. руб.); $A_{\text{п.ч}} = C_{\text{п.ч}}A$ — амортизационные отчисления от стоимости преобразователя частоты, руб.; $A = 0,083$ — норма амортизационных отчислений.

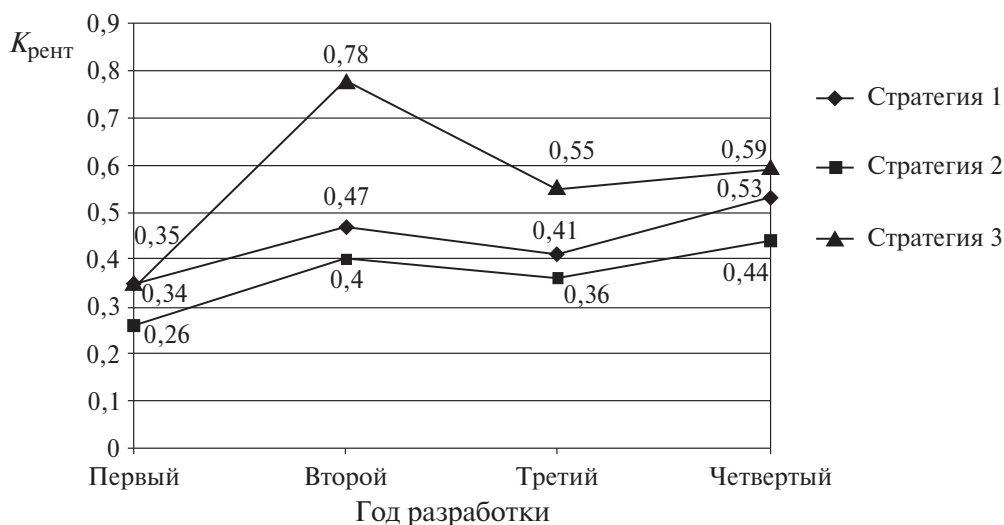
За исходные данные принимали: паспортные характеристики насосов; N — мощность электроприводов насосов, кВт; $C_{\text{ЭЭ}} = 2,5$ руб/(кВт · ч) — стоимость 1 кВт · ч электроэнергии по тарифу; $Q_{\text{зак}}$ — требуемый суточный объем закачки воды по всем кустам скважин нефтедобывающего месторождения в период с первого по четвертый год разработки, м³; $Q_{\text{н}}$ — объем добытой нефти, м³. Результаты расчетов для всех стратегий управления представлены в таблице, а графики изменения полученных для них значений коэффициента рентабельности по годам разработки месторождения показаны на рисунке.

Из таблицы видно, что электропотребление при первой и второй стратегиях управления практически одинаково, при третьей стратегии в среднем оно ниже на 28 %. Ана-

лиз графика на рисунке показал, что для третьей стратегии управления значение коэффициента рентабельности самое высокое.

Таким образом, при малых объемах закачки (на начальной стадии разработки нефтяного месторождения) достаточно применения одного частотно-регулируемого основного насосного агрегата. В период интенсивной его разработки (при закачке больших объемов воды) целесообразно использовать стратегию управления частотно-регулируемого привода на подпорном насосе и на одном из параллельно работающих основных насосов. Третья стратегия управления позволяет расширить диапазон возможной подачи КНС без подключения дополнительных основных насосов и повысить экономическую рентабельность процесса закачки и нефтедобычи в целом путем сокращения издержек на оплату электроэнергии.

Следует отметить, что ввиду большого разнообразия условий добычи и применения частотно-регулируемого привода НА определение возможности снижения потерь электроэнергии в системе ППД должно проводиться в каждом конкретном случае с учетом геологических условий залегания нефти, структуры, характеристик конкретной гидрав-



лической сети и оборудования. Вместе с тем применение регулируемого привода подпорных насосных агрегатов является действенной мерой повышения эффективности работы КНС на всех этапах разработки нефтяного месторождения.

Список литературы

1. **Ивановский В. Н.** Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления. — Инженерная практика, 2011, № 6.
2. **Коновалов В. В.** Энергетические показатели добычи и подготовки нефти. — Инженерная практика, 2010, № 3.
3. **Ниссенбаум И. А., Фрайштетер В. П., Хацкелевич И. Г.** Энергоэффективное управление производительностью нефтепромысловой насосной станции. — Нефтяное хозяйство, 2010, № 5.
4. **Лезнов Б. С.** Методика оценки эффективности регулируемого электропривода в насосных установках водоснабжения и водоотведения. — Водоснабжение и санитарная техника, 2011, № 7.
5. **Сипайлов В. Г., Букреев Н. Ю., Сипайлова Н. Ю.** Оптимальное управление установкой электроцентробежного насоса с частотно регулируемым асинхронным приводом. — Электромеханика, 2009, № 4.

SushkovVV@gray-nv.ru