

Повышение технологической и энергетической эффективности кустовых насосных станций системы поддержания пластового давления

В.П. Фрайштетер,
И.А. Ниссенбаум
(ОАО «Гипротюменнефтегаз»,
Группа ГМС),
М.К. Велиев
(ТюмГНГУ)

Адрес для связи: gtng@gtng.ru

Ключевые слова: кустовая насосная станция (КНС), расширение технологических возможностей, повышение энергетической эффективности, частотно-регулируемый электропривод насосов, имитационное моделирование.

Современный этап разработки нефтяных месторождений Западной Сибири характеризуется высоким уровнем энергоёмкости основных технологических процессов нефтедобычи. Доля затрат на электроэнергию в себестоимости добычи нефти достигает 34 % [1], на механизированную добычу и систему поддержания пластового давления (ППД) приходится до 90 % общего электропотребления.

Одной из причин высокой энергоёмкости нефтяной отрасли является несоответствие режимов работы технологических систем годам разработки месторождения. Построенная и неизменная по составу оборудования и коммуникаций технологическая система, рассчитанная, как правило, на максимальную производительность, не соответствует изменяющимся требованиям технологии разработки месторождения. Помимо этого, в процессе эксплуатации снижаются эксплуатационные характеристики промышленного оборудования.

Согласно нормам заводнение нефтяных пластов проектируется по схеме с централизованной кустовой насосной станцией (КНС). Ее основными элементами являются насосные агрегаты, работающие параллельно на общую сеть высоконапорных водоводов. КНС в основном комплектуются многоступенчатыми секционными центробежными насосами типа ЦНС с асинхронными или синхронными электроприводами единичной мощностью до 5 МВт. Последовательно с КНС работают насосные станции низкого давления с подпорными насосами, которые обеспечивают требуемое давление на входе основных.

Насосные агрегаты КНС являются наиболее энергоёмкими элементами системы. Их мощность выбирается из условия обеспечения необходимой производительности при выбранном давлении нагнетания на год максимальной закачки. В процессе эксплуатации нефтяного месторождения изменяются объёмы добываемой жидкости и закачиваемой в пласт воды, что приводит к несоответствию номинальной подачи насосов КНС текущим заданиям на закачку. Кроме того, широко применяемые на месторождениях региона технологии

Improvement of process and power efficiency of well pad pump stations within oil fields reservoir pressure maintenance system

V.P. Frajshteter, I.A. Nissenbaum
(Giprotyumenneftegaz OAO, HMS Group, RF, Tyumen),
M.K. Veliev (Tyumen State Oil and Gas University, RF, Tyumen)

E-mail: gtng@gtng.ru

Key words: well pad pump station (WPPS), process capacity extension, power efficiency improvement, pump adjustable-frequency electric drive, simulating model engineering.

The article overviews the results of the simulating model engineering of the oil process work mode. It shows a possibility for improving process and power efficiency of WPPS pumps and booster pumps by frequency electric drive control.

циклического заводнения также требуют периодического нагнетания различных объемов воды при разной амплитуде создаваемого напора [2]. В связи с этим возникает необходимость управления производительностью КНС в широком диапазоне, что обеспечит адаптивность системы ППД к изменяющимся условиям разработки месторождения.

Наиболее распространенные способы управления производительностью КНС обусловлены низкой управляемостью электропривода насосов и предполагают использование дросселирующих устройств на напорной линии насосов, перепуск воды с выхода на вход, т.е. эти способы основаны на бесполезном использовании части затраченной энергии. Применяется также изменение числа параллельно работающих насосов, т.е. циклическая работа, имеющая свои недостатки и ограничения.

Указанные способы позволяют только снижать производительность КНС, а циклическая работа насосов становится неэффективной при включении каждого последующего, что вызвано нелинейностью расходно-напорных характеристик насосов и гидравлической сети. Применение таких способов повышает долю непроизводительных потерь энергии в системе и приводит к преждевременному износу технологических элементов и оборудования.

Таким образом, задача повышения энергетической эффективности технологической системы ППД сводится к разработке методов и технических решений по повышению уровня управляемости электропривода насосов, исключающих указанные способы управления. Это позволит расширить технологические возможности и привести режимы работы КНС в соответствие с плановыми заданиями на закачку по годам разработки месторождения.

Среди способов повышения уровня управляемости электропривода насосов наиболее перспективным является применение частотно-регулируемого электропривода (ЧРП) насосов КНС [3]. ЧРП позволяет исключить применение гидродинамических способов управления производительностью

насосов КНС и циклическую работу насосных агрегатов. Несмотря на широкую номенклатуру выпускаемых промышленностью полупроводниковых преобразователей частоты, их стоимость остается достаточно высокой, особенно высоковольтных ЧРП.

В работе [4] было показано, что оптимальное управление производительностью КНС возможно при частичном оснащении высоковольтным ЧРП основных насосов КНС и низковольтным ЧРП подпорных насосов. Эффект достигается за счет того, что последовательное включение подпорных и основных насосов позволяет изменять напор на выходе последних на величину подпора, расширяя таким образом диапазон величин напора и подачи КНС. Использование ЧРП дает возможность обеспечивать частоту вращения электропривода основных и подпорных насосов выше номинальной (в определенных пределах), максимально использовать их производительность и оставлять в работе минимальное число основных насосов КНС с большой единичной мощностью. Применение низковольтного ЧРП (0,4 кВ) подпорных насосов позволяет сократить капитальные вложения при строительстве и модернизации КНС. Кроме того, простая электрическая схема низковольтного ЧРП по сравнению с высоковольтным снижает затраты на обслуживание и ремонт.

Предложенный подход к управлению был реализован в имитационной модели технологической системы ППД (свидетельство о регистрации программы для ЭВМ iModel PPD №2012610163 от 10.01.12 г.). В данной статье представлены результаты имитационного моделирования на примере режима работы участка технологической системы одного из типовых нефтяных месторождений региона. Исходные данные принимались из проекта обустройства месторождения. На основе серии вариантных расчетов исследовалась возможность повышения технологической и энергетической эффективности КНС при частотном управлении электроприводов насосов КНС и подпорных насосов по сравнению с проектным вариантом при нерегулируемом электроприводе насосов.

Расчетная схема моделируемого участка включала:

- КНС с пятью основными насосами ЦНС240-1900 и мощностью электроприводов 2500 кВт;
- насосную станцию низкого давления с пятью подпорными насосами 1Д250-125 и мощностью электроприводов 200 кВт;
- 117 нагнетательных скважин;
- 158 участков высоконапорных водоводов.

Для каждого варианта моделирования изменялось число находящихся в работе нагнетательных скважин, что соответствует плану их ввода/вывода по годам разработки месторождения. Кроме того, изменялась средняя приемистость каждой нагнетательной скважины от 154 до 256 м³/сут. Для установления требуемого давления на устье нагнетательных скважин были смоделированы регуляторы расхода в виде штуцеров с определением оптимального диаметра для каждой скважины.

За расчетный период моделирования работы системы принимались 1 сут. В качестве показателя энергетической эффективности предлагаемого варианта управления был принят удельный расход электроэнергии для выполнения планового объема закачки.

Ограничения, накладываемые на решение задачи:

$$\begin{cases} 0,97 \cdot V_{пл} \leq V_{зак} \leq 1,03 \cdot V_{пл}, \\ \sum (H_{осн.КНС} + H_{подпор} - \Delta H) \geq H_{треб}, \end{cases}$$

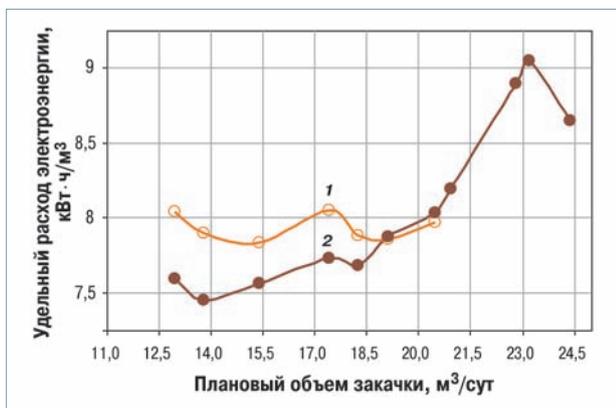
где $V_{пл}$ – плановый объем закачки воды, м³; $V_{зак}$ – объем закачанной воды, м³; $H_{осн.КНС} + H_{подпор}$ – суммарный напор соответственно основных и подпорных насосов, м; ΔH – потери напора в обвязке на КНС, высоконапорных водоводах, на штуцерах скважин, м; $H_{треб}$ – требуемый напор на устье нагнетательных скважин, м.

Результаты моделирования представлены в таблице, зависимость удельного расхода электроэнергии от планового объема закачки для вариантов моделирования – на рисунке.

На основе анализа результатов моделирования было выявлено, что использование ЧРП двух основных насосов КНС и ЧРП подпорных насосов позволяет расширить технологические возможности КНС и увеличить объем плановой закачки на 19 % относительно проектного варианта управления. Из таблицы также видно, что при плановом объеме закачки от 12,96 тыс. до 20,49 тыс. м³/сут выполнение технологического задания с достаточной степенью точности возможно без применения частотного управления подачей насосов. При этом потери мощности незначительно различаются в обоих вариантах моделирования. Однако из рисунка следует, что применение предложенного подхода к управлению насосами для выполнения таких же объемов плановых заданий позволяет снизить удельный расход электроэнергии на закачку.

Исходные данные		Результаты расчетов					
Плановой объем закачки, тыс. м ³ /сут	Используемый фонд скважин, %	Потребляемая мощность, МВт		Потери мощности на штуцерах, в обвязке на КНС и в высоконапорных водоводах, кВт		Выполнение планового задания по закачке, %	
		при нерегулируемом электроприводе насосов КНС и подпорных насосов	при ЧРП двух основных насосов КНС и ЧРП всех подпорных насосов	при нерегулируемом электроприводе насосов КНС и подпорных насосов	при ЧРП двух основных насосов КНС и ЧРП всех подпорных насосов	при отсутствии ЧРП насосов КНС и подпорных насосов	при ЧРП двух основных насосов КНС и ЧРП всех подпорных насосов
12,96	72,6	4,34	4,11	91,1	82,9	-2,16	+0,006
13,80	71,8	4,54	4,28	102,9	93,5	+1,075	+0,029
15,40	76,9	5,02	4,86	110,9	110,8	+0,39	+0,183
17,41	80,3	5,83	5,57	159,5	145,5	+0,412	+0,062
18,26	81,2	5,99	5,86	139,6	137,9	+0,094	+0,255
19,12	80,3	6,26	6,27	167,4	165,5	+0,167	-0,02
20,49	82,9	6,75	6,85	184	191,9	+0,439	+0,025
20,92	80,3	-	7,14	-	213,4	-	+0,007
22,82	82,9	-	8,46	-	254,9	-	+0,027
23,19	80,3	-	8,68	-	286	-	-0,690
24,37	82,1	-	8,79	-	264,7	-	+0,035

Примечание. В выполнении планового задания по закачке знак «-» означает недозакачку; знак «+» – перекачку.



Зависимость удельного расхода электроэнергии от планового объема закачки воды при нерегулируемом электроприводе насосов (1) и при ЧРП двух основных насосов и ЧРП всех подпорных насосов (2)

Выводы

1. Использование ЧРП двух основных и ЧРП всех подпорных насосов повышает гибкость управления электроприводами насосов, что позволяет расширить технологические возможности КНС и привести режимы работы системы ППД в соответствие с плановыми объемами закачки по годам разработки месторождения.

2. Предложенный подход к управлению производительностью КНС дает возможность снизить издержки на оплату электроэнергии по одному из основных наиболее энергоемких технологических процессов нефтедобычи.

3. Эффективное применение предложенного подхода к управлению при большом разнообразии нефтепромыслового оборудования и условий эксплуатации технологических систем требует формализации задачи и разработки модели управления, позволяющей определять области оптимальной работы насосов КНС.

Список литературы

1. Коновалов В.В. Энергетические показатели добычи и подготовки нефти // Инженерная практика. – 2010. – №3. – С. 44-48.
2. Обобщение результатов применения циклического заводнения на примере месторождения Западной Сибири /М.Б.Шевелев, А.В. Онегов, А.Р. Мавлиев (и др.)// Нефтяное хозяйство. – 2013. – №1. – С. 65-67.
3. Ниссенбаум И.А., Фрайштетер В.П., Хацкелевич И.Г. Энергоэффективное управление производительностью нефтепромысловой насосной станции // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №5. – С. 110-114.
4. Сушков В.В., Велиев М.К. Энергосберегающее управление многомашиным комплексом системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений // Промышленная энергетика. – 2013. - №1. – С.2-5.

Reference

1. Konovalov V.V., *Inzhenernaya praktika*, 2010, no. 3, pp. 44-48.
2. Shevelev M.B., Onegov A.V., Mavliev A.R. et al., *Nefyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, no. 1, pp. 65-67.
3. Nissenbaum I.A., Frayshteter V.P., Khatskelevich I.G., *Nefyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2010, no. 5, pp. 110-114.
4. Sushkov V.V., Veliev M.K., *Promyshlennaya energetika*, 2013, no. 1, pp. 2-5.

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ИНСТИТУТ КОМПЬЮТЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ»

Физические процессы шельфовых нефтегазовых технологий и производств

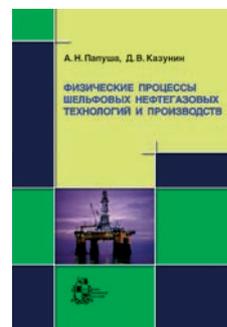
Папуша А.Н., Казунин Д.В.

Москва-Ижевск: Изд-во «Институт компьютерных исследований», 2012 г. – 500 стр.
Серия «Современные нефтегазовые технологии»
ISBN 978-5-4344-0096-1

Предлагаемая здесь книга по физическим процессам нефтегазового (НГ) производства ориентирована в основном на специалистов и исследователей, которые связали свою деятельность с освоением углеводородных ресурсов шельфа Российской Федерации. Кроме того, описываемые здесь методы были использованы на протяжении последних десятилетий при подготовке специалистов по шельфовым НГ технологиям и производствам в северных морях России.

Книга рассчитана в первую очередь на специалистов по морским нефтегазовым технологиям, но она будет полезна преподавателям, аспирантам и студентам, изучающим курсы и осуществляющим переподготовку специалистов по освоению шельфа, а в более широком смысле - и ресурсы Мирового океана.

К изданию прилагается CD с электронным учебником, подготовленным в среде Mathematica, а также текстом книги в формате PDF



ДАННУЮ КНИГУ, А ТАКЖЕ ПОЛНЫЙ АССОРТИМЕНТ ЛИТЕРАТУРЫ ИЗДАТЕЛЬСТВА «ИНСТИТУТ КОМПЬЮТЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ» МОЖНО ЗАКАЗАТЬ:

через Интернет-магазин MATHESIS <http://shop.rcd.ru>
или по электронной почте rhd-m@mail.ru
по факсу +7 3412 500 295

Прямые книготорговые представительства:

Россия, г. Москва, Институт машиноведения им. А. А. Благоднарова РАН
ул. Бардина, д. 4, корп. 3, к. 415,
тел.: +7 (495) 641-69-38, факс: +7 (499) 135-54-37
Россия, г. Ижевск, Удмуртский государственный университет
ул. Университетская, д. 1, корп. 4, к. 200а, тел./факс: +7 (3412) 50-02-95