

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

для ликвидации приустьевой воронки нефтедобывающей скважины или в дорожном строительстве с целью создания промежуточного гидроизоляционного слоя, предотвращающего разрушение асфальтового полотна.

Таблица

Свойства криогелей, в матрице которых содержится нефть и сыпучие компоненты

Состав исходного раствора и сыпучего вещества для формирования криогеля, %	Свойства криогелей		
	G, кПа	λ , Вт/(К·м)	T _{пл.} , °C
Водный раствор ПВС 5 %	17	0.33	70
Водный раствор ПВС 5 %; Нефть 10 %	20	0.33	67
Водный раствор ПВС 5 %; Песок + Нефть 10 %	150	0.35	67
Водный раствор ПВС 5 %; Глина + Нефть 10 %	145	0.34	67

Литература

1. Лозинский В.И. Криотропное гелеобразование растворов поливинилового спирта // Успехи химии. – 1998. – Т. 67. – № 7. – С. 641 – 655.
2. Манжай В.Н., Фуфаева М.С. Рациональная утилизация отработанных масел с помощью криогелей на основе поливинилового спирта // Химия и технология топлив и масел. – 2015. – № 5. – С. 38 – 41.
3. Утяганова В.Р., Фуфаева М.С., Манжай В.Н. Изучение реологических свойств трехкомпонентных криогелей // Вестник Томского государственного университета. Химия. – 2016. – № 4. – С. 50–59.

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАСОСНЫМ АГРЕГАТОМ, МАКСИМИЗИРУЮЩАЯ КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ

А.А. Кузнецов

Научный руководитель - доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Транспортировка нефти и нефтепродуктов характеризуется существенными затратами на электроэнергию. «Транснефть» – очень крупный потребитель электричества, ежегодно компания потребляет более 14 миллиардов кВт/ч, что составляет более одного процента от всей расходуемой в России электроэнергии. Из годового отчета показатель затрат компании на электроэнергию в 2017 году равен 41 718 млн. рублей, что составляет 8,8 % от общих затрат и является вторым по величине в списке операционных расходов компании после расходов на оплату труда. Согласно целям ПАО «Транснефть» до 2022 года должно поддерживаться ежегодное снижение потребления электроэнергии на 0,5 %. Одним из мероприятий, вошедших в программу энергосбережения организации, является увеличение коэффициента полезного действия в целях оптимизации процессов транспортировки нефти, а также использование частотно-регулируемых приводов (ЧРП) на магистральных насосных агрегатах (МНА).

Производительность магистрального нефтепровода непостоянна, она меняется в силу ряда факторов, в том числе связанных с работой насосных агрегатов. На различие в нагрузке рабочего колеса центробежного насоса главным образом сказываются: неравномерность во времени поставок нефти и её приёма потребителями; изменения вязкости и плотности продукта; сужение внутреннего диаметра в результате образования парафиновых отложений; ремонтные работы; внесение изменений в схему включения насосов [3]. Поэтому использование МНА в некоторых условиях без изменений может быть нецелесообразно. Так, например, необходимость экономии энергии обуславливает наличие нижней границы снижения коэффициента полезного действия (КПД) центробежного насоса (ЦН) МНА (Р 50-605-91-94).

На этапе проектирования магистрального нефтепровода (МН) из соображений экономической эффективности и целесообразности принимают способ регулирования режима работы нефтепровода. Для МН, способы регулирования классифицируются на методы ступенчатого и плавного регулирования. Ступенчатыми являются: изменение числа работающих насосов нефтеперекачивающей станции (НПС), изменение вида схемы соединения насосов на НПС, замена роторов насосов, изменение диаметра рабочего колеса насосов. К методам плавного регулирования: дросселирование, байпасирование, использование противотурбулентных присадок, регулирование изменением частоты вращения вала насоса.

Регулирование изменением частоты вращения вала насоса – современный метод, отличающийся своей значительной эффективностью. Изменение напорной характеристики ЦН влечет изменение характеристики КПД. Это определяет максимальный экономический эффект метод. Однако препятствием для внедрения данной технологии являются существенные дополнительные расходы на покупку и монтаж требуемого для изменения частоты вращения рабочего органа оборудования. Преимуществами данного метода являются: плавный пуск и остановка, то есть отсутствует импульсный характер нагрузки на электросети, МНА, запорно-регулирующую аппаратуру и трубопроводную обвязку; увеличение остаточного ресурса МН (в результате плавного выхода на режим); значительная целесообразность при большой неравномерности перекачки; если говорить в сравнении с методом дросселирования – отсутствие узла дросселирования (и большая экономическая выгода).

Для обоснования применения метода регулирования изменением частотой вращения рассмотрим зависимости характеристик ЦН и трубопровода. При помощи метода приближения (аппроксимации) КПД

центробежного насоса можно представить в виде зависимости, представляющей собой полином третьей степени. При отсутствии гидравлических и объемных потерь (при нулевой подаче) свободный член обращается в ноль.

$$\eta_H = c_1 Q + c_2 Q^2 + c_3 Q^3.$$

Исследуем данную зависимость для того, чтобы определить показатели расхода и напора, соответствующие значению η_{\max} . То есть:

$$\frac{d\eta}{dQ} = f'(c_1 Q + c_2 Q^2 + c_3 Q^3) = 0 \Rightarrow \eta \rightarrow \max$$

Тогда для определения $Q_{\eta_{\max}}$ и $H_{\eta_{\max}}$ требуется решить систему уравнений (a, b – постоянные коэффициенты характеристики насоса, c_1 – коэффициенты аппроксимации)[2]:

$$\begin{cases} Q_{\eta_{\max}} = \frac{-c_2 - \sqrt{c_2^2 - 3c_1 c_3}}{3c_3} \\ H_{\eta_{\max}} = a - bQ_{\eta_{\max}}^2 \\ \eta_{\max} = c_1 + c_2 Q_{\eta_{\max}}^2 + c_3 Q_{\eta_{\max}}^3 \end{cases}$$

В результате частота вращения, характеризующая работу с максимально возможным КПД, определяется выражением:

$$n = n_0 \sqrt{\frac{d_0(H_{\eta_{\max}} + bQ_{\eta_{\max}}^2)}{a(H_{\eta_{\max}} - d_2 Q_{\eta_{\max}}^2)'}}$$

где коэффициент d_0 определяется геодезическим перепадом, подпором и остаточным напором в трубопроводе, d_2 определяется гидравлическим уклоном при единичном расходе.

Для повышения экономического эффекта от использования частотного регулирования предлагается рассмотреть патент «Система автоматического управления турбоагрегатом» [1]. В данном патенте представлена схема системы автоматического управления (рис.), максимизирующая КПД в непрерывном автоматическом режиме. Сама она представляет систему датчиков и блоков, с помощью которых автоматически вычисляются коэффициенты по форме характеристик КПД и по форме напорной характеристики. Исходя из них и параметров, снимаемых датчиками, на блоках вычисляются параметры, соответствующие максимальному значению КПД и фактические параметры, учитывающие гидравлическую характеристику. На блоке переключения сигналов частот формируется сигнал рабочей частоты, поступающий на систему преобразования частоты. Далее сигнал поступает на электродвигатель.

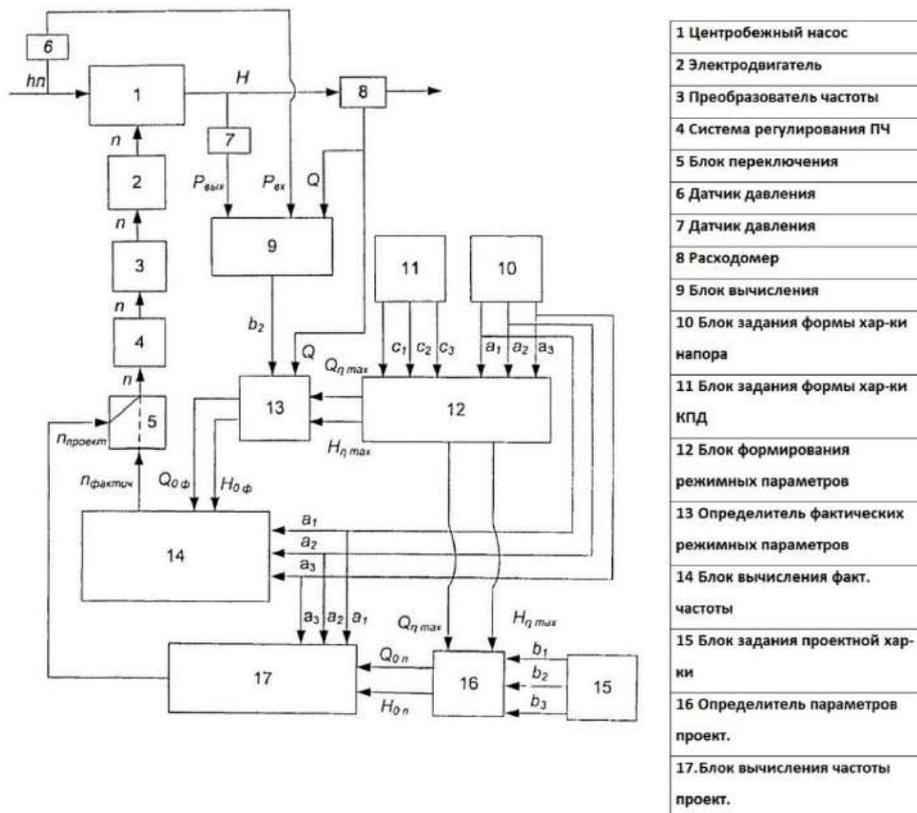


Рис. Схема системы автоматического управления

Даже незначительные колебания некоторых параметров могут существенно сказаться на удельном расходе энергии на перекачку. Повышение вязкости продукта от 3,7 % может привести к повышению потребляемой насосом мощности на 2 %. Уменьшение эффективного диаметра в районе 0,2 % приведёт к такому же эффекту, согласно ОР-75.180.00-КТН-018-10 допустимое уменьшение эффективного диаметра составляет 1 %, что ведёт к увеличению потерь на трение на 4,75 %. Поэтому правильное и своевременное регулирование определяет экономии энергии и увеличение остаточного ресурса оборудования и трубопровода.

При использовании ЧРП экономический эффект от внедрения добивается за счёт снижения затрат на электроэнергию, ремонт насоса и трубопровода. Без проведения анализа нельзя однозначно сказать, что оказывает большее влияние на срок окупаемости. Эффект от ЧРП рассматривается в множестве критериев, поэтому необходимо проводить оценку затрат на оплату электроэнергии, оценку изменения межремонтных интервалов и числа пусков насосов, оценку увеличения межремонтного интервала трубопровода [4]. Так, например, по расчётам «Транснефть-Урал» на участке «Бердуяшк-Нурлино» снижение затрат на ремонт труб составляет 74 % общего эффекта, а для участка «Торгили-Чаши» ключевым будет снижение потребления энергии, 55 % от общего эффекта. Представленная система является значительным дополнением для участков, оборудованным ЧРП, на которых решающим экономическим фактором является снижение затрат на электроэнергию.

Литература

1. Пат. 2498116 Россия МПК F04D15/00. Система автоматического управления турбоагрегатом Кабанов О.В., Самоленков С.В. Заявлено. 08.10.2012; Опубл. 10.11.2013, Бюл.№ 31. – 2 с.: ил.
2. Самоленков С.В. Обоснование энергосберегающих режимов работы нефтеперекачивающих центробежных насосов с регулируемым приводом: Автореф. ... дис. канд. техн. наук. – СПб., 2014г. – 21 с.
3. Федоров П.В. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19: защищена 21.10.11 / Федоров Павел Владимирович. – Ухта, 2011. – 130 с.
4. Шабанов В.А., Калимгулов А.Р., Ревель-Муроз П.А. Методика многокритериальной оценки эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – Москва, 2016. – № 2. – с. 11 – 17

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ

Д.Д. Кундич, Д.В. Казак

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Продуктивные пласты многих нефтяных месторождений сложены слабосцементированными песчаниками. Данное обстоятельство усложняет процесс разработки из-за возникновения на забое и призабойной зоне скважин песчаных пробок, что ведет к быстрому износу скважинного оборудования и сепараторов. Также это приводит к изменению фильтрационно-емкостных параметров разрабатываемых пластов из-за массопереноса мелких механических частиц. Это может привести как к увеличению эффективной проницаемости и пористости коллекторов, так и их снижению из-за массопереноса механических частиц к призабойной зоне скважины, с последующим снижением депрессии [1].

На основании решения Дьячкова [2], дебит скважины, осложненной песчаной пробкой, равен:

$$Q_{\Pi} = \frac{2\pi K_2 h (P_K - P_C)}{\mu b h \ln \frac{R_K}{r_c}} \text{th}(bh),$$

где $b = \frac{2K_2}{r_c^2 \ln \frac{R_K}{r_c}}$ радиус скважины; P_K - давление на контуре; P_C - забойное давление; p - вязкость нефти.

Расчет дебита совершенной скважины можно произвести по формуле Дюпюи [1]:

$$Q_o = \frac{2\pi K_2 h (P_K - P_C)}{\mu b h \ln \frac{R_K}{r_c}}.$$

Исходя из (1) и (2), находим

$$\frac{Q_{\Pi}}{Q_o} = \frac{\text{th}(bh)}{bh}.$$

Для месторождения X при $r_c = 0,1$ м, $R_K = 200$ м, $h = 10$ м, получаем $b = 5,13\sqrt{b}$, ($\delta = \frac{K_2}{K_1}$).

В таблице представлены результаты расчетов по формуле (3) для различных параметров.