

УДК 621.6.052

ОБ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАМЕНЫ УЗЛОВ ДРОССЕЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМИ ПРИВОДАМИ ИЛИ ГИДРОМУФТАМИ

ABOUT THE ECONOMIC EFFICIENCY OF THE REPLACEMENT OF PRESSURE THROTTLING UNITS AT THE OIL PUMPING STATIONS BY ADJUSTABLE FREQUENCY-CONTROLLED ACTUATORS OR HYDRO-CLUTCHES



К.А. Евтух
начальник отдела
математического моделирования
ОАО «Гипротрубопровод», г. Москва
K.A. Evtukh
Head of the Mathematical Modeling Department,
OJSC «Giprotruboprovod», Moscow,
Russian Federation
EvtukhKA@gtp.transneft.ru



Е.В. Вязунов
к.т.н., с.н.с., главный специалист
отдела математического моделирования
ОАО «Гипротрубопровод», г. Москва
E.V. Vyazunov
Candidate of Sciences, Senior Research Assistant,
Chief Specialist of the Mathematical Modeling
Department, OJSC «Giprotruboprovod», Moscow,
Russian Federation
VyazunovEV@gtp.transneft.ru



А.Ф. Бархатов
инженер 1-й категории отдела математического
моделирования ОАО «Гипротрубопровод», г. Москва,
аспирант Томского политехнического университета, г. Томск
A.F. Barkhatov
1st Category Engineer of the Mathematical Modeling Department,
OJSC «Giprotruboprovod», Moscow, Russian Federation
Postgraduate Student of Tomsk Polytechnic University, Tomsk,
Russian Federation
BarkhatovAF@gtp.transneft.ru

Аннотация: Описаны достоинства и недостатки использования частотно-регулируемых приводов (ЧРП) и гидромуфт на нефтеперекачивающих станциях (НПС). В координатах «подача – напор» построены рекомендуемые области групп одновременно включенных насосов (поля станции) при разных способах регулирования. Введено понятие коэффициента дросселирования станции, показывающего относительные потери энергии на дросселирование, и показано, что экономия электроэнергии за счет применения ЧРП возможна, только если коэффициент дросселирования больше определенного значения (5 %). Показано, что применение гидромуфт с точки зрения снижения энергопотребления экономически неэффективно. Рассмотрена возможность оснащения только части насосов на станции ЧРП. Оценен срок окупаемости инвестиций по установке двух, трех и четырех преобразователей частоты на станции в зависимости от коэффициента дросселирования.

Ключевые слова: насос, преобразователь частоты, гидромуфта, КПД, оптимизация энергозатраты.

Abstract: Advantages and disadvantages of the use of Frequency – Controlled Actuators (FCA) and hydroclutches for oil pumping stations (OPS) are described. In the coordinates of «supply – pressure» the advised areas of groups are built on simultaneously participative pumps (station fields) at the different ways of regulation. The concept of the coefficient of throttling station is introduced showing the relative energy loss for throttling. The authors underline the fact that energy savings through the use of FCA is possible only if the throttling rate is more than a certain value (5 %). It is shown that the use of hydraulic clutches, from the standpoint of reducing energy consumption, is cost-ineffective. There is considered a possibility of equipping only a portion of the pumps at the station with frequency-controlled actuators. Payback period of investment for the installation of two, three and four frequency converters at the station, depending on the throttling rate is estimated.

Key words: pump, frequency converter, hydroclutch, efficiency, optimization of energy consumption.

Основными потребителями электроэнергии при транспорте нефти являются насосные агрегаты (до 95 % от общих затрат электроэнергии). Потребляемая ими мощность складывается из мощности, необходимой для перекачки нефти, и потерь энергии в насосах и в разных агрегатах привода (двигатель, преобразователь частоты, мультипликатор) и в системах регулирования. Регулирование давления на НПС осуществляется комбинированным способом: ступенчатое регулирование (изменение набора работающих насосов на станциях) и плавное регулирование (дресселирование или изменение частоты вращения ротора насоса). Ступенчатое регулирование используется при всех способах плавного регулирования. При этом с увеличением количества пусков насосных агрегатов возрастает интенсивность отказов насосного оборудования [1].

Наиболее распространенным способом плавного регулирования является дресселирование. Потери энергии в этом случае соответствуют величине дресселирования и потерям в обвязке узла регулирования. Величина дресселирования зависит от режима работы технологического участка (ТУ) нефтепровода.

Параметры режима ТУ (расход, давления) определяются управляющими воздействиями: набором включенных насосов и уставками систем автоматического регулирования (САР) давления на станциях, а также такими внешними факторами, как реологические свойства нефти¹ и эффективный диаметр участков, входящих в ТУ. На проектных режимах дресселирование, как правило, отсутствует или минимально. Однако нефтепровод не может постоянно работать только на одном из этих режимов в силу ряда объективных причин (неравномерность поставок и приема нефти грузоотправителями и получателями, перераспределение грузопотоков по сети нефтепроводов, изменение реологических свойств нефти и эффективного диаметра, аварии, ремонтные и диагностические работы). На других режимах дресселирование может быть значительным.

Преимуществом САР с использованием дресселирования являются меньшие по сравнению с другими системами капитальные затраты, основным недостатком считаются большие потери энергии в системе регулирования.

Потери энергии при дресселировании можно характеризовать коэффициентом дресселирования

$$K^{др} = \frac{P^{др}}{(P^{МНС} - P^{ВХ})} 100 \%, \quad (1)$$

где $P^{ВХ}$, $P^{МНС}$, $P^{др}$ – давление на входе, выходе магистральной насосной станции (после регулирующего органа) и величина дресселирования соответственно.

Коэффициент дресселирования показывает, сколько процентов от мощности насосных агрегатов, затрачиваемой на создание напора станции, составляют потери энергии, связанные с дресселированием.

При изменениях режима в течение анализируемого периода потери энергии можно оценить по среднему интегральному значению коэффициента дресселирования

$$\bar{K}^{др} = \frac{\sum_i P_i^{др} Q_i \Delta t_i}{\sum_i (P_i^{МНС} - P_i^{ВХ}) Q_i \Delta t_i}, \quad (2)$$

где Q_i – производительность на i -м режиме; Δt_i – длительность интервала времени.

Анализ фактических режимов работы ряда ТУ (на всех станциях этих участков регулирования давления осуществляется дресселированием потока) действующих нефтепроводов за 2011 г., результаты которого приведены в табл. 1, показал:

- коэффициент дресселирования на ТУ с 1÷4 станциями в большинстве случаев не превышает 5 %²;
- какой-либо зависимости значения коэффициента дресселирования от порядкового номера станции не обнаружено, что противоречит выводу, сделанному в работе [2], о наиболее глубоком и частом дресселировании на головной станции;
- если коэффициент дресселирования для какой-то НПС данного ТУ значительно отличается от среднего значения для большинства других НПС, то необходимо проверить, насколько правильно выбрано оборудование станции.

Табл. 1

Результаты анализа фактических режимов работы действующих МН

ТУ	D_N , мм	Длина ТУ, км	Марка насосов	Диапазон подач, м ³ /ч	Анализируемый период, мес.	НПС	Максимальное дресселирование, кгс/см ²	$\bar{K}^{др}$, %
1	1000	464	НМ 7000-210	2486-5304	13	1	9,5	1,1
						2	9	3,1
						3	17,5	29,9
2	600/800	449	-	1795-2140	5	1	6	4,5
						2	11	2,6
						3	3	2,9
						4	9	1,4
3	1000	126	НМ 7000-210	5300-7146	12	1	11	4,7
4	500	197,7	НМ 1250-260	404-745	3	1	4,87	4,5
						2	0,62	1,9

¹ В случае применения противотурбулентных присадок или подогрева нефти реологические свойства являются результатом управляющего воздействия: концентрации присадки, температуры подогрева.

² Выполненные ранее исследования показали, что средний по участку с 6÷8 станциями коэффициент дресселирования не превышает 2 %. Это объясняется тем, что число различных комбинаций включения насосов резко растет с увеличением числа станций. Среди этих комбинаций находится достаточно большое количество таких, при которых дресселирование минимально или вообще отсутствует.

Такая проверка выполнена для НПС-3 на участке 1 (табл. 1). На указанной станции из четырех насосов НМ 7000 два насоса имеют ротор $1,0 \cdot Q_{ном}$, два других – $0,7 \cdot Q_{ном}$. Диаметры колес всех насосов 475 мм. Станция работает периодически только одним насосом, в основном с подачей $0,5-0,6 \cdot Q_{ном}$. Частота пусков за период наблюдения составляет $1,345 / (100 \text{ ч} \cdot \text{агрегат})$. Известно, что изменение диаметра колеса или (и) замена ротора одного или нескольких насосов позволяет существенно уменьшить расход электроэнергии. Поэтому в предлагаемых вариантах на указанной станции изменен ротор у одного насоса и диаметр рабочего колеса у другого насоса (табл. 2). В силу больших капитальных вложений при оснащении насосов преобразователями частоты вариант изменения диаметров колес насосов или замена роторов, как правило, оказывается более экономичным.

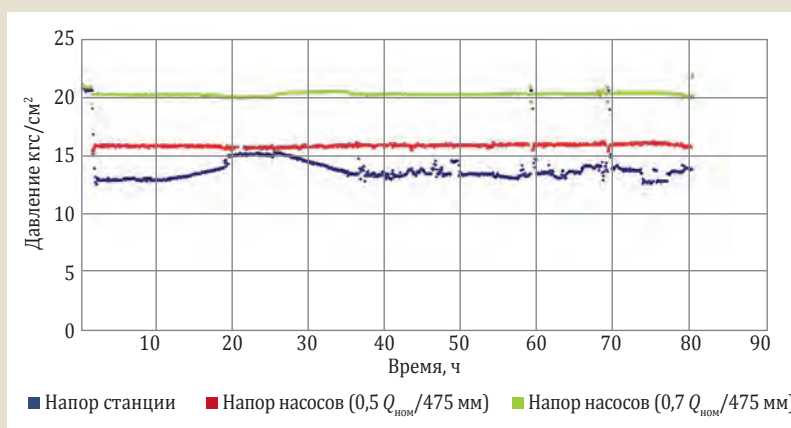
С целью проверки данного предположения был выполнен расчет возможной экономии электроэнергии на НПС-3 ТУ-1 для двух вариантов изменения характеристик насосов, указанных в табл. 2. Для каждого интервала непрерывной работы одного насоса выбирался агрегат с наименьшим потреблением электроэнергии на том же режиме (подача насосов, давления на входе и выходе станции), на котором она работала до изменения характеристик насосов. Таким образом, частота пусков насосов в предлагаемом варианте не изменяется по сравнению с исходным вариантом. Иллюстрация данного метода представлена на рис. 1.

На рис. 1 видно, что на данном интервале времени можно обеспечить требуемый напор станции включением насоса с ротором $0,5 \cdot Q_{ном}$ вместо насоса с ротором $0,7 \cdot Q_{ном}$. Дросселирование при этом уменьшается на $3 \div 4 \text{ кгс/см}^2$. В первом варианте коэффициент дросселирования уменьшился на 23, во втором варианте – на 21 процентный пункт, а расход элек-

Табл. 2
Варианты изменения диаметров рабочих колес и роторов насосов на НПС-3 ТУ-1

Вариант	Насос № 1	Насос № 2	Насос № 3	Насос № 4
	Ротор/Диаметр, мм	Ротор/Диаметр, мм	Ротор/Диаметр, мм	Ротор/Диаметр, мм
Существующий	0,7/475	1,0/475	1,0/475	0,7/475
Вариант № 1	0,7/427,5	0,5/475	1,0/475	0,7/475
Вариант № 2	0,7/427,5	1,0/475	1,0/475	0,7/475

Рис. 1
Изменения напоров станции и насосов при включении насосов с разными характеристиками



Варианты	Расход электроэнергии, млн кВт·ч на НПС-3	$\bar{K}^{эп}$, %	Время фактической работы станции, ч
Фактические данные	17,78	29,9	
Результаты расчета			
Вариант № 1	15,74	6,63	
Вариант № 2	16,15	8,93	6695

Табл. 3
Оценка экономии электроэнергии при изменении диаметров рабочих колес и замене роторов насосов НМ 7000-210 на НПС-3 ТУ-1

троэнергии уменьшился на 11,4 и 9,2 % (табл. 3). Если допустить увеличение в разумных пределах³ частоты пусков насосов, то можно добиться дальнейшего уменьшения дросселирования. Для других станций ТУ-1 коэффициент дросселирования при изменении характеристик насосов уменьшится не более чем на 0,5 %.

При изменении частоты вращения рабочего колеса насоса от максимальной x_{max} до минимальной x_{min} характеристика насоса изменяется от максимальной $H(Q, x_{max})$ до минимальной $H(Q, x_{min})$ (рис. 2).

Основным преимуществом САР с регулированием частоты вращения насосов по сравнению с регулированием дросселированием потока может быть сокращение затрат электроэнергии за счет исключения дросселирования. Кроме исключения дросселирования, КПД насоса в большей части поля насоса увеличивается. Это происходит потому, что при изменении частоты КПД насоса определяется как КПД при соответствующей подаче и оптимальной частоте $\eta(Q, x_{max})$. Соответствующие подачи по законам подобия определяются как точки пересечения

³ В [1] приведены эмпирические данные о сокращении межремонтного периода насоса с увеличением частоты пусков. Следовательно, можно определить соответствующее увеличение эксплуатационных расходов.

Рис. 2

Поле насоса (ABCD) при регулировании частоты вращения (x) рабочего колеса насоса параболы подобия, $\eta(Q)$ – КПД насоса при оптимальной частоте вращения x_{max}

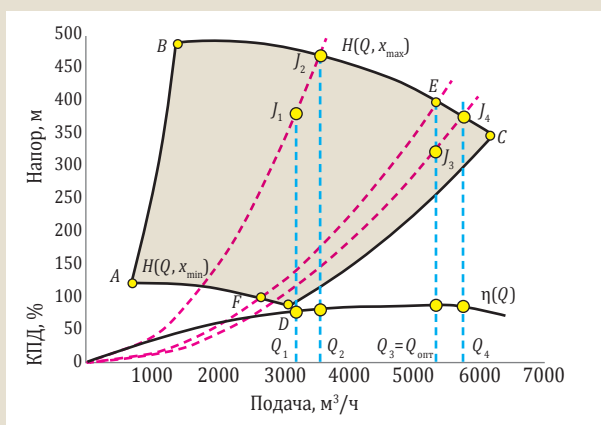


Рис. 3

Поле станции с тремя рабочими насосами при регулировании частоты вращения всех насосов

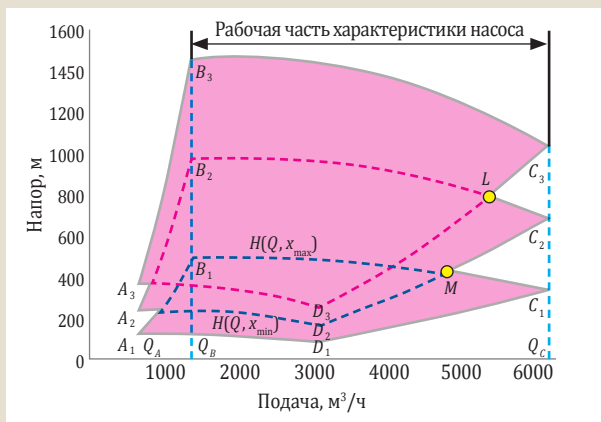
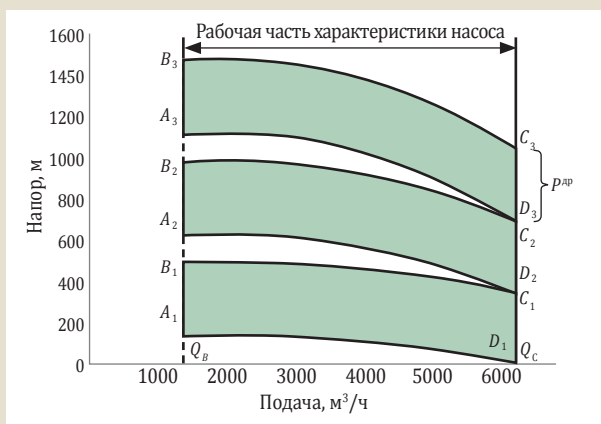


Рис. 4

Поле станции с тремя рабочими насосами при регулировании методом дросселирования потока



парабол подобия, проведенных через рабочие точки насоса (J_1, J_3) с напорной характеристикой насоса при оптимальной частоте Q_{opt} (точки J_2, J_4). В области ABEF КПД насоса при уменьшении частоты вращения больше, чем при дросселировании, а в области FECD меньше. Увеличение КПД тем больше, чем меньше напор в рабочей точке, т.е. чем больше дросселирование. Следует

в области FECD уменьшается. Поэтому для рабочих точек из области ABEF КПД насоса при уменьшении частоты вращения больше, чем при дросселировании, а в области FECD меньше. Увеличение КПД тем больше, чем меньше напор в рабочей точке, т.е. чем больше дросселирование. Следует

учитывать также снижение максимального КПД насоса на $1 \div 1,5\%$ при снижении частоты вращения до $40 \div 33\%$ от оптимальной частоты [3].

Помимо исключения дросселирования, использование ЧРП или гидромукфты имеет еще ряд преимуществ перед дросселированием:

- применение ЧРП или гидромукфты позволяет увеличить рабочее давление на выходе НПС до 7,5 МПа (предельное давление для большинства отечественных насосов с подачей от 2500 м³/ч), что при проектировании новых МН позволяет уменьшить количество станций;

- ЧРП позволяет осуществлять плавный пуск электродвигателя без использования специальных устройств плавного пуска;

- при дросселировании подача станции может находиться в диапазоне от Q_B до Q_C (рабочая часть характеристики насоса). При частотном регулировании подача станции лежит в пределах поля насоса, то есть от Q_A до Q_C . Таким образом, в области малых подач диапазон подач станции расширяется до 50% от минимальной подачи Q_B при оптимальной частоте. В то же время при некоторых напорах область больших подач сокращается (точки L, M) на $15 \div 20\%$. Для насосов разных марок приведенные цифры изменения диапазонов могут быть другими;

- при регулировании частоты работающих насосов поле станции⁴ (рис. 3) позволяет создавать в зависимости от числа k включенных насосов любой напор и подачу в пределах своего поля. Однако при больших подачах не все напоры между линиями минимума (D_1C_1) и максимума (B_3C_3) можно реализовать, в результате образуются нерабочие области (C_3LC_2 и C_2MC_1). При дросселировании напор станции может изменяться от суммарного напора k включенных насосов до $k \cdot H(Q, x_{max}) - P_{np}$. В соответствии с [4] перепад на дросселирующем органе не должен превышать 30 кгс/см². Поэтому поле станции

⁴ По аналогии с полем насоса (ГОСТ 17398) поле станции – это рекомендуемая область суммарных значений подачи и напора группы включенных на станции насосов.

при дросселировании выглядит, как это показано на рис. 4. Из рисунка видно, что при таком способе регулирования также не все напоры между линиями минимальных (A_1D_1) и максимальных (B_3C_3) напоров можно реализовать. Однако такие области образуются во всем диапазоне подачи: от Q_B до Q_C . Это может приводить к увеличению количества пусков насосов, что в свою очередь приводит к росту интенсивности отказов насосных агрегатов [1];

- с помощью ЧРП можно осуществлять управляемую остановку (торможение) со скоростью 100–150 об/мин за секунду в случае аварийной ситуации на НПС (например, пожар).

Принятый на сегодняшний день подход к проектированию НПС с ЧРП предусматривает оснащение всех насосных агрегатов ЧРП. С целью уменьшения капитальных затрат рассматриваются варианты оснащения ЧРП только части насосных агрегатов на станции [2], например два насоса с ЧРП (один рабочий и один резервный). Поле станции для этого случая показано на рис. 5. При работе двух или трех насосов левая граница диапазона подачи сокращается до минимальной подачи Q_B при оптимальной частоте. Появляются также области ($B_1C_1D_2A_2B_1$ и $B_2C_2C_3D_3A_3B_2$), в которых не могут находиться рабочие точки.

Для случая применения только двух и более насосов с ЧРП принципиального значения не имеет, какой из насосов по потоку будет оснащен ЧРП. При данном варианте пуск электродвигателей насосов можно осуществлять от одного ЧРП (каскадный пуск) с возможностью переключения электродвигателя на сеть после разгона на номинальную частоту. При данном подходе исключаются затраты на оснащение остальных насосов устройствами плавного пуска.

При оценке экономической эффективности применения ЧРП на насосных станциях необходимо иметь в виду, что дополнительный расход электроэнергии за счет потерь в ПЧ и мульти-

Табл. 4
Исходные данные для расчета экономической эффективности

Показатель	Принимаемое значение
Стоимость одного ЧРП и электродвигателя (4000 кВт) с учетом проектных, строительного-монтажных и пусконаладочных работ, млн руб.*	98
Стоимость одной гидромuffты с учетом проектных, строительного-монтажных и пусконаладочных работ, млн руб.*	22
Стоимость нового ротора насоса НМ 7000, млн руб.*	0,4
Стоимость работ по обрезке ротора, млн руб.*	0,1
Остаточная стоимость демонтируемого оборудования, млн руб.	4,8
Назначенный срок службы ЧРП, лет	40
Назначенный срок службы гидромuffты, лет	20
Дополнительные затраты на техническое обслуживание и ремонт ЧРП и гидромuffты, млн руб./год	0,25
Ставка дисконтирования, %	10
Стоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	2

*В ценах 2013 г.

Табл. 5
Экономическая оценка проектов по замене традиционных приводов насосов на ЧРП и по изменению характеристик насосов на станциях ТУ-1

№ НПС	$\overline{K}^{ap}, \%$	Фактический расход электроэнергии, млн кВт·ч	Расчетная экономия (+) или перерасход (-) электроэнергии, млн кВт·ч при количестве ЧРП на НПС			Срок окупаемости, лет при количестве ЧРП на НПС		
			2	3	4	2	3	4
Замена традиционных приводов на ЧРП								
1 (ГНПС)	1,1	35,20	0,23	-0,34	-0,34	>40	Не окупаем	
2	3,1	26,50	0,78	0,59	0,59	>40	>40	>40
3	29,9	17,78	2,78	2,78	2,78	8	12	15
Замена ротора одного насоса и обрезка колеса у другого насоса								
3	6,63	17,78	2,04			0,10		
Обрезка колеса у одного насоса								
3	8,93	17,78	1,63			0,03		

пликаторе (при его наличии) составляет 2÷3 % . Поэтому можно предположить, что оснащение ЧРП всех насосных агрегатов станции с относительными потерями электроэнергии на дросселирование (коэффициентом дросселирования) менее 2÷3 %⁵ приведет к увеличению расхода электроэнергии.

Экономия (перерасход) электроэнергии при замене дросселирования изменением частоты вращения определялась следующим образом. Анализировались фактические режимы работы ТУ-1. Регулирование на всех станциях осуществлялось дросселированием. При дросселировании

расход электроэнергии принимался равным его фактическому (измеренному) значению.

Расчет потребляемой электроэнергии в случае изменения частоты выполнялся для тех же режимов каждой станции (подача насосов, давления на входе и выходе станции), на которых она работала при дросселировании потока. При этих параметрах по методике [5] определялось количество включаемых насосов и потребляемая электроэнергия при применении ЧРП или гидромuffты. При этом учитывались все потери энергии в системе «привод – насос». В частности, общий КПД мuffты определяется как произ-

⁵ Данное значение достигается на современных образцах ЧРП при номинальной нагрузке.

Табл. 6
Экономическая оценка проекта по дооснащению насосных агрегатов гидромуфтами

Гидромуфтами на станциях ТУ-1 № НПС	$\overline{K_{дп}}$, %	Фактический расход электроэнергии, млн кВт·ч	Расчетная экономия (+) или перерасход (-) электроэнергии, млн кВт·ч при количестве гидромуфт на НПС			Срок окупаемости, лет при количестве гидромуфт на НПС		
			2	3	4	2	3	4
1 (ГНПС)	1,1	35,20	-3,26	-1,68	-1,68	Неокупаем		
2	3,1	26,50	-1,35	-1,48	-1,48	Неокупаем		
3	29,9	17,78	-0,12	-0,12	-0,12	Неокупаем		
Изменение характеристик насосов								
3	6,63	17,78	2,04			0,1		
3	8,93		1,63			0,03		

Рис. 5
Поле станции с тремя рабочими насосами, один из которых оснащен ЧРП: $A_1B_1C_1D_1$ – поле одного насоса с ЧРП; $A_2B_2C_2D_2$ и $A_3B_3C_3D_3$ – поле двух (1 насос с ЧРП) и трех насосов (1 насос с ЧРП) соответственно

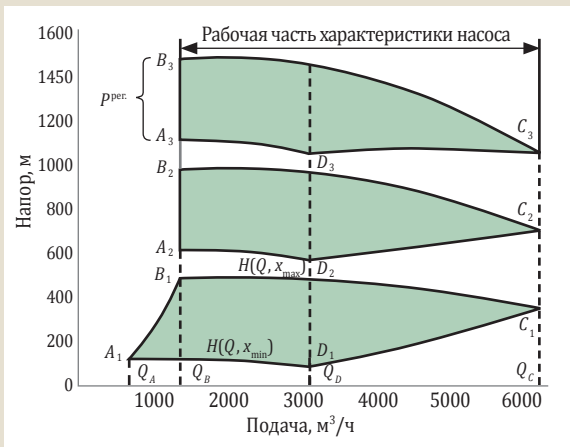


Табл. 7
Расчетное изменение КПД МНА при увеличении количества работающих МНА с ЧРП

1 МНА без ЧРП			Количество МНА с ЧРП					
$Q, м³/ч$	$H, м$	$\eta, \%$	2 МНА			3 МНА		
			$H, м$	x	$\eta^{**}, \%$	$H, м$	x	$\eta, \%$
1380	487,2	45,02	243,6	0,70	54,22	162,4	0,58	61,71
1780	489,9	54,01	245,0	0,71	64,55	163,3	0,58	72,19
2280	489,6	63,82	244,8	0,72	74,59	163,2	0,59	81,05
2780	485,3	72,05	242,6	0,72	81,52	161,8	0,61	85,66
3280	476,8	78,70	238,4	0,74	85,57	158,9	0,63	86,77
3780	464,3	83,77	232,1	0,75	87,07	154,8	0,65	85,18
4280	447,7	87,26	223,8	0,76	86,40	*	*	*
4780	427,0	89,17	213,5	0,78	83,94	*	*	*

*Рабочая точка выходит за поле насоса. **С учетом КПД ЧРП.

ведение гидравлического КПД $\eta_{гид}$ на механический КПД $\eta_{мех}$. Гидравлический КПД определяется по известной формуле

$$\eta_{гид} = \frac{n_2}{n_1} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где n_1, n_2 – частота вращения ве-

дущей и ведомой полумуфт соответственно.

Механический КПД определяется по результатам испытаний муфт при различных подачах и частотах вращения ротора насоса. Максимальный КПД гидромуфты составляет 98,5 %. То есть

потери мощности у гидромуфт на номинальном режиме достигают 1,5÷2 %. При уменьшении частоты вращения насоса до 50 % общий КПД гидромуфты уменьшается до 40,6 %⁶, при этом механический КПД составляет 81,2 %, гидравлический – 50 %. Учитывая значительные потери мощности при регулировании гидромуфтой в полном диапазоне частот, с точки зрения энергосбережения регулировать давление с помощью гидромуфты неэффективно.

Сравнение фактического потребления электроэнергии с его расчетным значением дает значение экономии или перерасхода электроэнергии.

Расчет экономической эффективности выполнен в соответствии с [6]. Исходные данные приведены в табл. 4.

Результаты расчетов, приведенные в табл. 5, свидетельствуют о том, что при коэффициенте дросселирования не более 5 % применение ЧРП на насосной станции экономически неоправданно при любом их количестве.

При работе только одного насоса с ЧРП (второй в резерве) применение ЧРП позволяет экономить электроэнергию даже при малых коэффициентах дросселирования (до 1 %). Данный эффект связан с тем, что КПД насоса при частотном регулировании увеличивается при работе в области $ABEF$ (рис. 2), однако срок окупаемости такого проекта превышает назначенный срок службы ЧРП.

Если коэффициент дросселирования много больше 5 %, то применение ЧРП может оказаться экономически эффективным (срок окупаемости не более 10 лет) при сокращении количества насосов с ЧРП (определяется индивидуально для каждой НПС).

Предположение о неэффективности применения гидромуфт с точки зрения энергосбережения при регулировании давления (табл. 6) полностью подтвердилось, что также подтверждает выводы, сделанные в работе [7].

Учитывая, что не всегда и не все НПС работают с дросселированием (в таких случаях насосы

⁶ Для различных гидромуфт значения могут различаться.

Табл. 8

Экономическая оценка проекта по замене традиционных приводов насосов на ЧРП при отсутствии дросселирования

№ НПС	Фактический расход электроэнергии, млн кВт·ч	Расчетная экономия (+) или перерасход (-) электроэнергии, млн кВт·ч при количестве ЧРП на НПС			Срок окупаемости, лет при количестве ЧРП на НПС		
		2	3	4	2	3	4
1 (ГНПС)	48,36	0,19	0,22	0,22	>40	>40	>40
2	39,58	-0,1	0,02	0,02	>40	>40	>40
3	28,76	0,18	0,15	0,15	>40	>40	>40

работают на номинальной частоте), отдельного рассмотрения требует вопрос повышения КПД МНА при частотном регулировании за счет дооснащения насосов ЧРП и увеличения количества работающих насосов. Для оценки возможного повышения КПД МНА был выполнен проверочный расчет для насоса Sulzer HPDM 600-615-1d/27. Рассматривался вариант включения вместо одного насоса без ЧРП двух или трех насосов, работающих на меньших частотах при условии обеспечения прежнего напора и подачи (табл. 7). Из полученных результатов можно сделать вывод, что при условии увеличения количества работающих насосов на НПС и работы в области малых подач *ABEF* (рис. 2) при частотном регулировании возможно повышение КПД МНА даже с учетом потерь энергии в ЧРП. Однако при данном варианте увеличивается наработка и количество пусков МНА пропорцио-

нально количеству дополнительно включенных насосов. Также следует заметить, что большую часть времени нефтепровод работает на производительностях, близких к номинальным (область *FECD* на рис. 2), где КПД МНА уменьшается при увеличении количества включенных насосов с ЧРП (табл. 7).

Выполнена оценка срока окупаемости проекта по дооснащению двух, трех или четырех насосов одной станции ТУ-1 преобразователями частоты (табл. 8). На этих станциях в течение пяти месяцев отсутствовало дросселирование. Из полученных результатов можно сделать вывод, что для некоторых случаев дооснащение насосов преобразователями частоты дает экономию электроэнергии. Однако срок окупаемости данного проекта превышает назначенный срок службы преобразователей частоты.

Выводы

1. Для большинства НПС на четырех проанализированных технологических участках с числом насосных станций до четырех коэффициент дросселирования не превышает 5 %. В этом случае применение ЧРП экономически нецелесообразно.
2. В общем случае невозможно определить, на каких станциях в пределах ТУ имеет место наиболее частое и глубокое дросселирование.
3. Если коэффициент дросселирования станции более 5 %, необходимо проверить, можно ли его уменьшить, изменив характеристики насосов (замена ротора, обрезка колеса), и сравнить вариант применения ЧРП с вариантом изменения характеристик насосов. При этом необходимо учитывать возможное увеличение частоты пусков насосов. Срок окупаемости таких мероприятий менее одного года.
4. Применение гидромурфт при регулировании давления с точки зрения энергосбережения при всех коэффициентах дросселирования неоправданно.
5. Возможно повышение КПД МНА за счет использования ЧРП при условии увеличения количества работающих насосов на НПС и работы в области малых подач. Однако увеличивается количество пусков и наработка дополнительно включенных МНА.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ясин Э. М., Березин В. Л., Ращепкин К. Е. Надежность магистральных нефтепроводов. М.: Недра, 1972. С. 183.
2. Шабанов В. А., Хакимов Э. Ф., Шарипова С. Ф. Анализ коэффициента полезного действия магистральных насосов эксплуатируемых нефтепроводов при использовании частотно-регулируемого электропривода в функции регуляторов давления // Нефтегазовое дело [Электронный научный журнал]. 2013. № 1. С. 324–333.
3. Вязунов Е. В., Путин С. В. Аналитическое представление характеристик центробежных насосов при переменной частоте вращения // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 4. С. 67–69.
4. РД-91.020.00-КТН-335-06. Нормы проектирования нефтеперекачивающих станций.
5. Вязунов Е. В., Бархатов А. Ф. Оптимизация потребляемой НПС мощности при различных способах регулирования // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. 2013. № 3. С. 11–14.
6. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденных Минэкономки России, Минфином России, Госстроем России № ВК 477 от 21.06.1999 г.
7. Зайцев Л. А. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов. М.: Недра, 1982. С. 240.

REFERENCES

- [1] Yasin E.M., Berezin V.L., Rashepkin K.E. The reliability of trunk oil pipelines, Moscow, Nedra Publ., 1972, p.183, (Russian Federation).
- [2] Shabanov V.A., Khakimov E.F., Sharipova S.F., The analysis of the efficiency of operating pipelines' main line pumps in case of the use of frequency converter in the function of the pressure regulator. Online scientific journal «Oil and Gas Business», 1(2013), 324–333, (Russian Federation).
- [3] Vyazunov E.V., Putin S.V., Analytical representation of characteristics of centrifugal pumps with variable rotation speed. *Oil and Oil Products Pipeline Transportation: Science & Technologies*, 4(2012), 67–69, (Russian Federation).
- [4] RD-91.020.00-КТН-335-06. Guiding Document. Design regulations of oil-pumping stations, (Russian Federation).
- [5] Vyazunov E.V., Barkhatov A.F., Optimization of power consummated by oil-pumping station with various regulating methods. *Pipeline transport: Theory and Practice*, 3(2013), 11–14, (Russian Federation).
- [6] Methodological recommendations for efficiency estimation of investment projects, approved by the RF Ministry of Economic Affairs, Ministry of Finance of the Russian Federation, the Russian Federation State Committee for Construction № ВК 477, 21.06.1999, (Russian Federation).
- [7] Zaitcev L.A., The mode regulation of trunk oil pipelines operation, Moscow, Nedra Publ., 1982, p.240, (Russian Federation).