

УДК 621.644.052

# РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДА, ОБОРУДОВАННОГО ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМ ПРИВОДОМ

**Ключевые слова:** магистральный нефтепровод, режим работы, ЧРП, оптимизация энергопотребления.

**В статье рассматриваются вопросы оптимизации режимов работы нефтепровода, на котором насосные агрегаты на нефтеперекачивающих станциях (НПС) оборудованы частотно-регулируемым приводом (ЧРП). Предложен алгоритм по оптимальному распределению развиваемых напоров на НПС, по критерию минимальных затрат на электроэнергию.**

При оборудовании магистральных насосных агрегатов на НПС частотно-регулируемым приводом (ЧРП) появляется возможность изменять частоту вращения роторов насосных агрегатов в широких пределах, изменяя тем самым напорно-расходные характеристики насосов. Типоразмер же самих роторов магистральных насосных агрегатов определен при проектировании нефтепровода таким образом, чтобы наиболее эффективно и рационально обеспечить заданное проектное значение производительности (для данного этапа развития нефтепровода) при номинальной частоте вращения роторов.

Но на практике нефтепровод никогда не работает только на одном режиме, с максимальной (определенной проектом) производительностью. Вследствие различных причин: неравномерности поставок нефти от нефтедо-

бывающих компаний, изменения грузопотоков, вывода в ремонт насосных агрегатов, проведения диагностики и устранения дефектов на линейной части нефтепровода требуется работа на режимах с различной производительностью, иногда значительно меньше проектной (так называемые младшие режимы).

Применение ЧРП на насосных агрегатах открывает широкие возможности по регулированию производительности нефтепровода: теперь количество возможных режимов работы не исчерпывается числом возможных комбинаций включения насосов на НПС, как на «обычном» нефтепроводе, не оборудованном ЧРП («ступенчатое регулирование»). Появляется возможность изменения производительности нефтепровода путем изменения частоты вращения роторов насосов на НПС при помощи ЧРП, без изменения количества рабочих насо-

**Л.М. Беккер**  
главный технолог  
ОАО «Гипротрубопровод»,  
г. Москва  
BekkerLM@gtp.transneft.ru



**К.Ю. Штукатуров**  
к.ф.-м.н., главный специалист  
службы главного технолога  
ОАО «Гипротрубопровод»,  
г. Москва  
ShtukaturovKYu@gtp.transneft.ru



сов. Такая возможность позволяет обеспечить практически любую требуемую производительность на нефтепроводе в широких пределах (ограниченную «рабочей зоной» насосных агрегатов), что невозможно на «обычном» нефтепроводе, не оборудованном ЧРП, без применения дросселирования («гашения» части напора насосов с помощью регуляторов давления, снижающего эффективность работы нефтепровода). К тому же при использовании ЧРП один и тот же режим с заданной производительностью можно обеспечить различными способами путем перераспределения напоров по различным НПС.

Конечно, такое распределение напоров по станциям возможно только для режимов с производительностью меньше проектной, когда имеются некоторые запасы по давлению: от требуемого давления на выходе НПС для заданного режима до максимально возможного значения давления, определенного технологической картой защит для обеспечения безопасной эксплуатации нефтепровода. Такие запасы имеются, как правило, для каждого из «младших» режимов или на всех НПС, или толь-

ко на некоторых, а следовательно, возможно перераспределение напоров между работающими НПС при помощи ЧРП.

Однако возможные режимы работы с заданной производительностью и различными развиваемыми напорами на НПС будут отличаться по величине потребляемой мощности на перекачку и стоимости электроэнергии. Это различие возникает по двум причинам:

1) нет единого тарифа на электроэнергию: он различен на разных НПС;

2) КПД магистрального агрегата изменяется при изменении частоты вращения ротора при заданной подаче (см. ниже), что приводит к изменению потребляемой насосным агрегатом мощности.

Увеличение количества возможных режимов работы нефтепровода при одной и той же требуемой производительности приводит к необходимости решения задачи выбора оптимального режима, который был бы наиболее экономически целесообразным по затратам электроэнергии. Данная задача тем более актуальна, если нефтепровод отличается значительной протяженностью и нефтеперекачивающие станции находятся в различных административных районах РФ, где стоимость электроэнергии сильно варьируется. Поэтому для каждого значения требуемой производительности перекачки (меньше проектной) необходимо определить оптимальный режим работы, т.е. определить количество работающих насосов на каждой НПС и развиваемые ими напоры таким образом, чтобы суммарные затраты электроэнергии на перекачку имели минимальную стоимость [1].

Данная задача относится к классу задач нелинейного математического программирования [4]. В таких задачах имеется целевая функция (в данном случае это годовые затраты электроэнергии по всем НПС в стоимостном выражении, т.е. стоимость покупки электрической энергии), которую нужно минимизировать, и ограничения [5]. Переменными задачи являются количество работающих насосных агрегатов на

НПС (обозначим это множество буквой  $M$ ) и развиваемые ими напоры, которые изменяются при помощи ЧРП (искомое множество развиваемых напоров обозначим буквой  $H$ ). Формализовать данную задачу для ее последующего решения с помощью ЭВМ возможно следующим образом.

Целевая функция

$$F(H, M) = \sum_{i=1}^n (N_{ni} \cdot c1_i \cdot \tau_i + N_{si} \cdot c2_i \cdot 12) \rightarrow \min,$$

или

$$F(H, M) = \sum_{i=1}^n \left( \frac{Q_i \rho_i g}{10^3 \cdot \eta_i(H_i) \eta_{пч} \eta_{эдр}} \times \right. \\ \left. \times H_i \cdot m_i \cdot c1_i \cdot \tau_i + N_{si} \cdot c2_i \cdot 12 \right) \rightarrow \min,$$

где  $n$  – количество работающих НПС на нефтепроводе;  $N_{ni}$  – потребляемая мощность на перекачку работающими насосами на НПС  $i$ , кВт;  $N_{si}$  – заявленная мощность работающих МНА на НПС  $i$ , кВт;  $c1_i$  – тариф на электроэнергию, потребленную на перекачку на НПС  $i$ , руб./кВт·ч;  $c2_i$  – тариф на заявленную мощность на НПС  $i$ , руб./кВт·мес.;  $\tau_i$  – годовой фонд времени работы нефтепровода, (350 сут, или 8400 часов);  $Q_i$  – заданная производительность режима, переведенная в м<sup>3</sup>/с;  $\rho_i$  – плотность нефти на НПС  $i$ , кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>;  $\eta_i(H_i)$  – КПД насосного агрегата на НПС  $i$  (изменяется при изменении частоты при заданном расходе);  $\eta_{пч}$  – КПД ЧРП (принимается равным 0,95);  $\eta_{эдр}$  – КПД электродвигателя (принимается равным 0,996);  $H_i$  – напор насосного агрегата на НПС  $i$ , м (переменные задачи);  $m_i$  – количество работающих насосных агрегатов на НПС  $i$  (переменные задачи).

Как видно из формулы целевой функции, стоимость затраченной электроэнергии на каждой НПС определяется из суммы двух составляющих, соответствующих двухставочному тарифу на электроэнергию, и зависит от объема потребляемой электроэнергии (кВт·ч) и заявленной для энергосистемы мощности (кВт·мес). При этом в заявленную мощность входят как расчетные затраты мощности на перекачку на НПС, так и мощность на собственные нужды на НПС (потребление электро-

энергии на собственные нужды в данной задаче не учитывается, так как не зависит от режима перекачки). Для определенности при расчете заявленную мощность будем считать равной потребляемой мощности.

При нахождении минимума целевой функции необходимо учитывать, что «рабочая точка» (т.е. расход и напор) каждого работающего насосного агрегата должна принадлежать так называемому полю насоса – области напорно-расходной характеристики, ограниченной сверху и снизу  $Q$ - $H$  характеристиками, соответствующими максимальной и минимальной частоте вращения, а слева и справа – границами рабочей зоны по подаче насоса при изменении частоты вращения. Кроме этого, давление на входе и выходе НПС должно удовлетворять установленным уставкам защит нефтепровода для обеспечения его безопасной работы. Данные обстоятельства определяют ограничения задачи, которые можно сформулировать следующим образом:

1) «рабочая точка» насосного агрегата должна принадлежать «полю насоса»;

2) давление на выходе НПС не должно превышать уставки по максимальному давлению на выходе НПС;

3) давление на входе НПС не должно быть меньше уставки по минимальному давлению на входе НПС и не должно быть больше уставки по максимальному давлению на входе НПС (для исключения срабатывания предохранительных устройств).

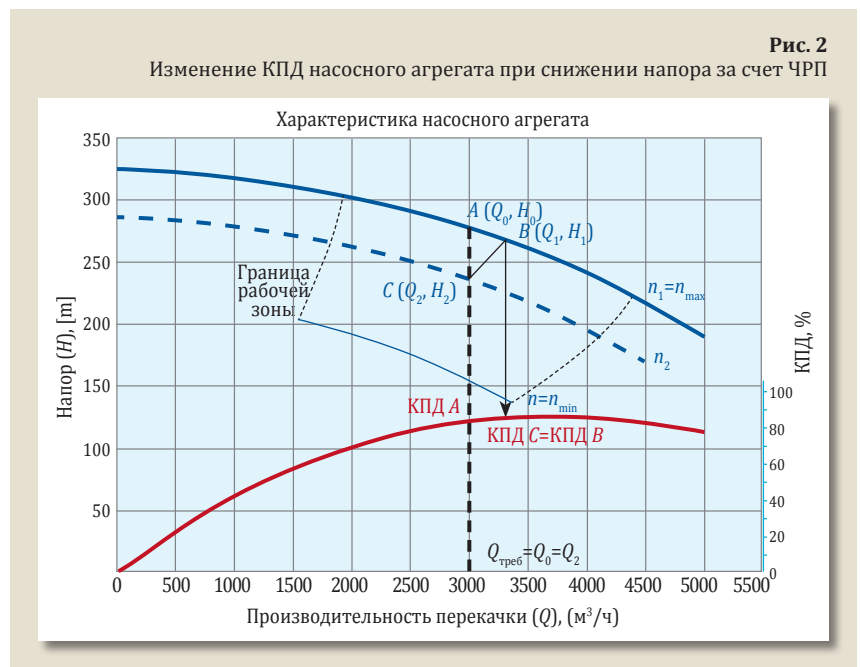
Как следует из описанной выше постановки задачи, имеются два массива (группы) переменных задачи: количество насосных агрегатов и развиваемые ими напоры. Так как количество насосных агрегатов является целочисленными переменными, то общепринятые методы решения задач нелинейного программирования (такие, например, как метод градиентного спуска) для решения данной задачи непригодны. Поэтому был разработан специальный метод решения, пригодный именно для задачи в приведенной постановке. Предлагаемый

метод решения заключается в последовательном переборе всех возможных комбинаций по количеству работающих насосных агрегатов на НПС, причем для каждой такой комбинации (в случае если она является допустимой, т.е. обеспечивает заданную производительность перекачки) решается задача по определению «субоптимального» режима (т.е. режима, оптимального по описанному выше критерию только для заданной комбинации работающих насосов). На следующем шаге из полученного множества «субоптимальных» режимов выбирается оптимальный режим с минимальными из всех «субоптимальных» режимов затратами электроэнергии на перекачку. Данный алгоритм можно изобразить в виде блок-схемы (рис. 1).

Таким образом, можно упростить задачу, сократив количество ее переменных: теперь для нахождения «субоптимального» режима для заданной комбинации включения насосов на НПС неизвестными величинами (переменными задачи) являются только напоры насосных агрегатов. Однако данная задача также является нелинейной, так как зависимость КПД от напора насоса (в знаменателе целевой функции) является нелинейной. На графике насосных характеристик (рис. 2) показано изменение КПД насоса при изменении частоты вращения ротора, при условии сохранения заданной производительности.

На рис. 2 видно, что для уменьшения напора от  $H_0$  до  $H_2$  при сохранении заданного расхода  $Q_{\text{треб}}$  (переход из точки  $A$  в точку  $C$ ) требуется снижение частоты вращения ротора насосного агрегата от  $n_1 = n_{\text{max}}$  до  $n_2$ . При этом КПД насоса увеличивается (КПД точки  $C >$  КПД точки  $A$ ). Поэтому в расчетах мощности и расхода электроэнергии насосного агрегата при изменении частоты вращения ротора (с обеспечением заданной подачи) необходимо учитывать и изменение КПД насоса [2], [3].

При изменении частоты вращения роторов насосных агрегатов характеристики насоса пересчитываются согласно известным законам подобия (ин-



дексы соответствуют точкам  $B$  и  $C$  на рис. 2)

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2},$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2,$$

$\eta_1 = \eta_2$ ,  
где  $Q_1, H_1$  – рабочая точка насоса (точка  $B$  на рис. 2) при частоте  $n_1$ ;  $Q_2, H_2$  – рабочая точка насоса (точка  $C$  на рис. 2) при частоте  $n_2$ .

Для определения частоты вращения ротора  $n_2$ , при которой насос развивает требуемый напор  $H_2$  при заданной подаче  $Q_{\text{треб}}$  (рис. 2), необходимо определить вспомогательные значения  $Q_1$  и

$H_1$  для точки  $B$ , находящейся на кривой  $Q-H$  насоса с номинальной частотой вращения  $n_1 = n_{\text{max}}$ . Эти значения определяются методом итераций, так как кривая  $Q-H$  насосной характеристики описывается полиномом третьей степени.

Заметим, что если количество работающих насосных агрегатов на НПС задано, то все ограничения задачи оптимизации являются линейными, а нелинейность целевой функции определяется только нелинейной зависимостью КПД от напора, входящей в знаменатель целевой функции. Поэтому решение задачи по определению требуемых напоров на-

Рис. 3

Итерационный алгоритм определения «субоптимального» режима работы для заданной комбинации МНА

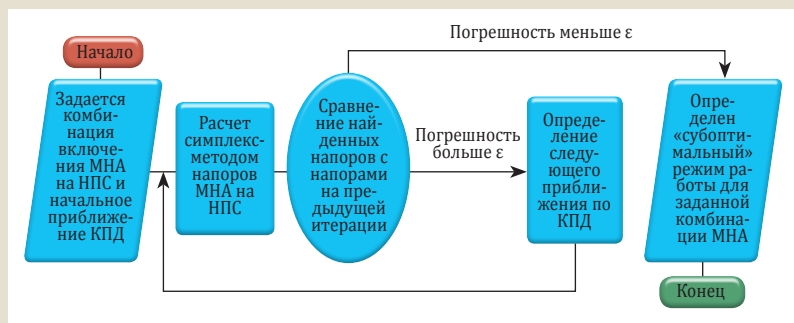


Табл. 1

Тариф на электроэнергию по НПС

НПС	Тариф на потребляемую электроэнергию, руб./кВт·ч	Тариф на заявленную мощность, руб./кВт·мес.
НПС-1		
Ставка за электроэнергию	0,609	325,6
НПС-4		
Ставка за электроэнергию	0,640	320,1
НПС-8		
Ставка за электроэнергию	5,363	0,0

сосных агрегатов на НПС предлагается проводить методом последовательных приближений КПД насосов. Для каждого такого приближения КПД задача становится линейной, а метод решения линейных задач математического программирования хорошо известен – это симплекс-метод (метод направленного перебора), не требующий значительных вычислительных ресурсов.

На нулевом шаге задается начальное приближение КПД, соответствующее номинальной подаче насосов. На первом шаге эти значения КПД подставляются в целевую функцию, после чего симплекс-методом решается задача линейного программирования и определяются напоры МНА, соответствующие минимуму целевой функции, т.е. обеспечивающие минимум стоимости электроэнергии на режиме за год. На следующем шаге, исходя из найденных напором насосов, определяется требуемая частота вращения ротора каждого насоса и определяются соответствующие КПД насосных агрегатов. Затем процедура повторяется до тех пор, пока напоры насосов на текущей итерации отличаются от напором на пре-

дыдущей итерации более чем на заданную погрешность. Данный алгоритм изображен в виде блок-схемы на рис. 3.

При расчете режимов работы нефтепровода необходимо учитывать принципы работы единой системы управления нефтепроводом (ЕСУ), согласно которым регулирование давлением на НПС может осуществляться по двум контурам регулирования: по давлению на входе и по давлению на выходе МНС. Эти принципы можно сформулировать следующим образом:

- если давление на входе МНС больше уставки регулирования (установленной в ЕСУ) и давление на выходе МНС меньше уставки регулирования, то происходит увеличение частоты вращения роторов до нарушения одного из вышеуказанных условий (либо до максимально возможной частоты вращения);

- если выполняется одно из двух условий: давление на входе МНС меньше уставки регулирования или давление на выходе МНС больше уставки регулирования, происходит снижение частоты до нарушения обоих условий (либо до минимальной частоты вращения);

- частота вращения роторов задается одинаковой для всех работающих насосных агрегатов на НПС в каждый момент времени.

Согласно этим принципам ЕСУ «старается» установить как можно большую частоту вращения роторов насосных агрегатов для заданных уставок регулирования на режиме. При этом на практике чаще всего на головной НПС происходит регулирование по давлению на выходе (этим регулируется требуемая производительность режима), а на промежуточных НПС происходит регулирование по давлению на входе НПС.

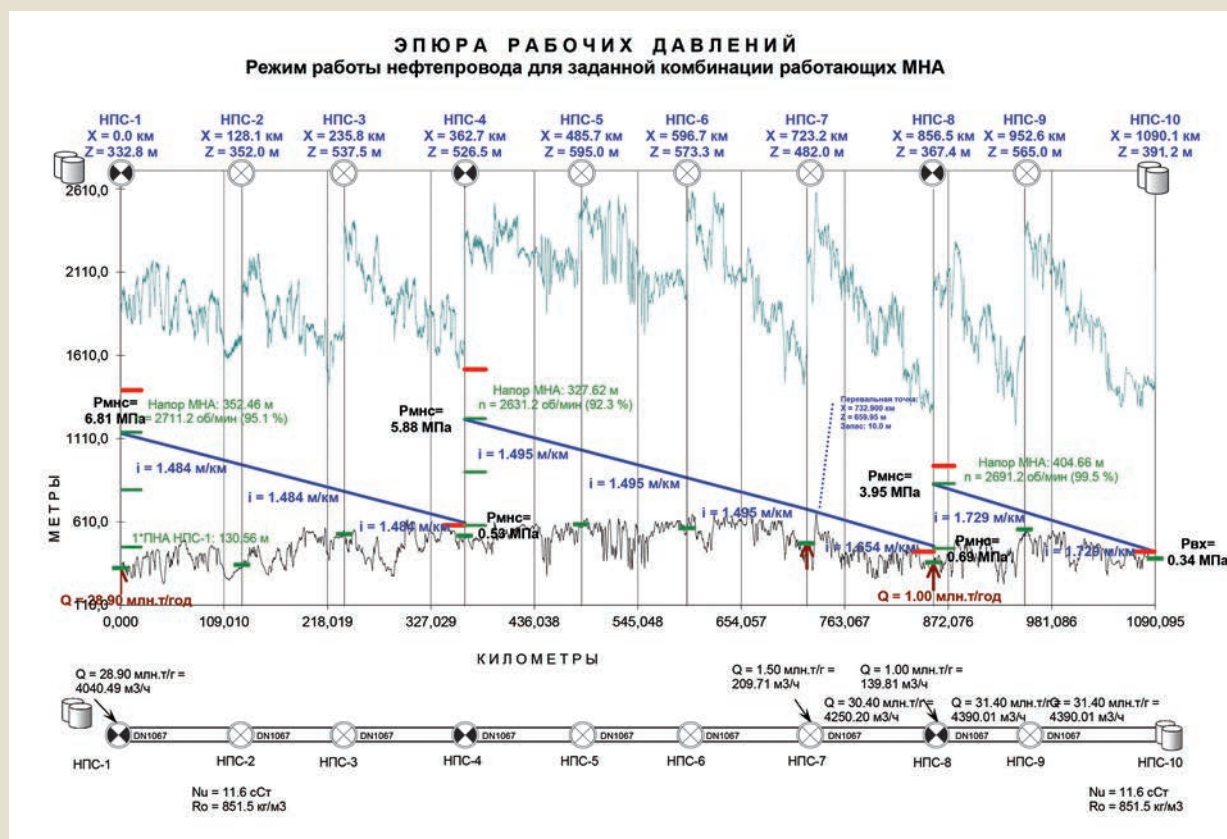
Уставки регулирования, которыми «руководствуется» ЕСУ при регулировании частотой вращения роторов МНА, являются расчетными величинами давлений, которые должны быть равными или находиться в пределах заданных уставок защит НПС по максимальному давлению на выходе и минимальному давлению на входе НПС. Это означает, что расчетные значения давлений, которые определяются при расчете режима работы, фактически являются уставками регулирования, устанавливаемыми в ЕСУ для каждого режима работы. При этом расчетные стационарные режимы работы должны быть проверены на математической модели переходных процессов для подтверждения безопасности каждого стационарного режима при возникновении нештатной ситуации (аварийное отключение НПС, внезапное перекрытие потока и т.п.).

Для демонстрации результатов расчета режимов по разработанному алгоритму рассмотрим его применение для участка нефтепровода НПС-1 – НПС-10, на котором работают три НПС, а строительство остальных предусмотрено на последующих этапах развития нефтепровода. Пусть требуется рассчитать режим работы с производительностью 28,9 млн т/год, при этом имеются путевые подкачки на НПС-7 с производительностью 1,5 млн т/год и на НПС-8 с производительностью 1,0 млн т/год. Для расчета режима, помимо требуемой производительности,



Рис. 4

Эпюра рабочих давлений для расчетного режима с производительностью 28,9 млн т/год без расчета оптимального количества насосов



необходимо задать следующие исходные данные:

- количество установленных подпорных и магистральных насосных агрегатов на НПС, их тип (марка), характеристики насосных агрегатов (зависимость напора, мощности и КПД от подачи при номинальной частоте вращения), рабочую зону насосных агрегатов;
- уставки технологических защит нефтепровода по максимальному давлению на выходе и минимальному давлению на входе НПС;
- давления настройки предохранительных клапанов на входе промежуточных НПС;
- свойства нефти на участках нефтепровода (плотность, вязкость);
- длины и эффективные диаметры участков нефтепровода;
- профиль трассы нефтепровода с указанием несущей способности секций труб и километровых и высотных отметок НПС;
- КПД ЧРП, границы регулирования частотой вращения (мини-

мальная и максимальная частоты вращения).

Тарифы на электроэнергию на НПС, используемые в расчетах, приведены в табл. 1

Как видно из табл. 1, на НПС-1 и НПС-4 используется двухставочный тариф по расчету стоимости электроэнергии (по расходу электроэнергии и заявленной мощности), а на НПС-8 – одноставочный (только по расходу электроэнергии).

Рассмотрим два возможных подхода к расчету параметров режима работы.

**Вариант 1.** Расчет режима для заданного количества работающих насосных агрегатов на каждой НПС, частота вращения роторов определяется исходя из принципов работы ЕСУ без учета различия в тарифах электроэнергии на разных НПС (традиционный подход к расчету режимов), см. табл. 2 и рис. 4.

**Вариант 2.** Расчет режима с учетом принципов работы ЕСУ с определением требуемого коли-

чества работающих МНА на каждой НПС и развиваемого ими напора для минимизации стоимости потребляемой электроэнергии на перекачку суммарно по всем работающим НПС за год (подход, рассматриваемый в настоящей статье), см. табл. 3 и рис. 5.

На графике режима (рис. 4) приведены линии профиля трассы нефтепровода, гидравлических уклонов и несущей способности секций труб. Красными отрезками отмечены уставки защит нефтепровода по максимальному давлению на выходе НПС и минимальному давлению на входе НПС. Под графиком показана схема нефтепровода с указанием диаметров участков, величин подкачек, принятых в расчете значений вязкости и плотности нефти.

Из табл. 3 видно, что максимальная стоимость электроэнергии достигается на НПС-8, и на первый взгляд оптимальным является режим с неработающей НПС-8. Однако для обеспечения

**Табл. 2**

Режим работы по варианту 1 (для заданного количества работающих насосных агрегатов)\*

НПС	Производительность		Давление, МПа		Количество МНА в работе	Рабочая зона МНА, м³/ч		напор МНА, м	Частота ротора		КПД МНА, %	КПД ЧРП, %	Мощность МНА, кВт	Мощность НПС, кВт	Стоимость электроэнергии, тыс. руб./год
	млн т/год	м³/ч	Вход	Выход		От	До		об./мин.	% ном					
НПС-1	28,9	4040,5	1,05	6,81	2	2852,9	9509,6	352,5	2711	95,1	85,7	95	4058,9	8118	73 246
НПС-2	28,9	4040,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-3	28,9	4040,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-4	28,9	4040,5	0,53	5,88	2	2768,7	9229	327,6	2631	92,3	86,2	95	3750,2	7500	69 133
НПС-5	28,9	4040,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-6	28,9	4040,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-7	30,4	4250,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-8	31,4	4390,0	0,69	3,95	1	3979,6	9949	404,7	2691	99,5	70,7	95	6140,4	6140	276 621
НПС-9	31,4	4390,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-10	31,4	4390,0	0,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО														21 758	419 000

\* В этом варианте суммарная стоимость электроэнергии, потребляемой на перекачку (приведенная к году), составляет 419,0 млн руб./год.

**Табл. 3**

Режим работы по варианту 2 (с расчетом оптимального количества работающих насосных агрегатов)\*

НПС	Производительность		Давление, МПа		Количество МНА в работе	Рабочая зона МНА, м³/ч		напор МНА, м	Частота ротора		КПД МНА, %	КПД ЧРП, %	Мощность МНА, кВт	Мощность НПС, кВт	Стоимость электроэнергии, тыс. руб./год
	млн т/год	м³/ч	Вход	Выход		От	До		об./мин.	% ном					
НПС-1	28,9	4040,5	1,05	6,81	3	2434	8113,2	235,0	2313	81,1	87,5	95	2649	7948	71 712
НПС-2	28,9	4040,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-3	28,9	4040,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-4	28,9	4040,5	0,53	7,69	3	2639,6	8798,8	290,7	2509	88,0	86,9	95	3302	9905	91 300
НПС-5	28,9	4040,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-6	28,9	4040,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-7	30,4	4250,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-8	31,4	4390,0	2,51	3,95	1	2800	7000	187,7	1894	70,0	82,3	95	2447	2447	110 229
НПС-9	31,4	4390,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НПС-10	31,4	4390,0	0,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО														20 300	273 242

\* В этом варианте суммарная стоимость электроэнергии, потребляемой на перекачку за год (значение целевой функции, минимум которой определяется в задаче), приведенная к году, составляет 273,2 млн руб./год.

**Табл. 4**

Параметры режимов работы для заданной и для оптимальной комбинации работающих насосных агрегатов на НПС

Параметр	Режим 1 (для заданной комбинации работающих МНА)			Режим 2 (для оптимальной комбинации работающих МНА)			
	НПС-1	НПС-4	НПС-8	НПС-1	НПС-4	НПС-8	
Количество работающих МНА	2	2	1	3	3	1	
Частота вращения ротора	об./мин.	2711	2631	2691	2313	2509	1894
	% ном.	95,1	92,3	99,5	81,1	88,0	70,0*
КПД МНА	85,7	86,2	70,7	87,5	86,9	82,3	
Потребляемая мощность МНА, кВт	4059	3750	6140	2649	3302	2447	
Потребляемая мощность НПС на перекачку, кВт	8118	7500	6140	7948	9905	2447	
Суммарная мощность на перекачку, кВт	21 758			20 300			
Стоимость электроэнергии, тыс. руб./год	73 246	69 133	276 621	71 713	91 300	110 229	
Суммарная стоимость потребляемой электроэнергии на перекачку на всех НПС, млн руб./год	419,0			273,2			

\* Минимально допустимая частота вращения ротора МНА, принятая в расчете.

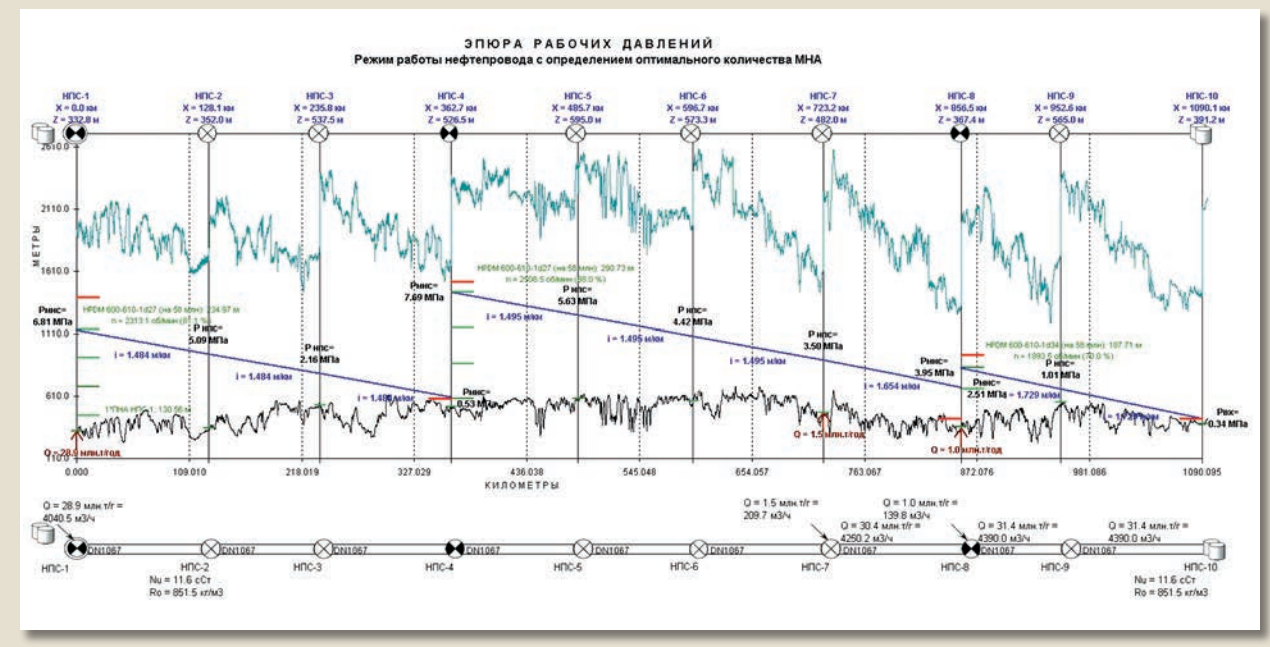
заданного объема перекачки, исключение из работы НПС-8 невозможно, так как при этом нарушается условие по неперевышению максимального давления на выходе НПС-4.

Сравнение параметров двух рассмотренных режимов приведено в табл. 4.

Таким образом, включение на НПС-1 и НПС-4 по одному дополнительному (третьему) насосному агрегату позволило перераспределить напоры по НПС, что привело к сокращению потребляемой мощности по всем НПС на 6,4 % (с 21,76 МВт до 20,37 МВт), а стоимость электроэнергии на перекачку в рассмотренном примере сократилась на 34,8 %.

Рис. 5

Эюра рабочих давлений для расчетного режима с производительностью 28,9 млн т/год с определением оптимального количества работающих насосов



## Выводы

1. В статье рассматривается задача по расчету оптимального режима работы нефтепровода, оборудованного ЧРП, с определением требуемого количества насосных агрегатов и развиваемых ими напоров на каждой НПС. Критерием оптимизации являются суммарные годовые затраты электроэнергии на всех НПС в стоимостном выражении.
2. Предложен алгоритм решения задачи, позволяющий применить классические методы решения задач оптимизации. В алгоритме учитывается изменение КПД насосных агрегатов при изменении напора для заданной подачи.
3. Расчет режимов работы нефтепровода производится с учетом ЕСУ, принципы работы которой приведены в статье.
4. Проведен расчет режима нефтепровода с заданной производительностью в двух вариантах: по заданной расстановке насосных агрегатов и по предлагаемому алгоритму с определением оптимального количества работающих насосов. В результате решения задачи оптимизации для рассматриваемого примера определено, что включение дополнительного третьего насоса на НПС-1 и НПС-4 и перераспределение напоров по НПС приводит к существенному сокращению потребляемой мощности и стоимости электроэнергии. Суммарная по всем НПС потребляемая мощность на перекачку после оптимизации уменьшилась на 6,4 % (с 21,76 МВт до 20,37 МВт), стоимость электроэнергии в годовом выражении за счет перераспределения мощности по НПС сократилась на 34,8 %.
5. С использованием предлагаемого алгоритма возможно решение оптимизационных задач по обоснованию применения ЧРП при проектировании и реконструкции нефтепроводов (по критерию эксплуатационных затрат) в различных вариантах постановки: использование ЧРП только на одном или двух магистральных агрегатах на каждой НПС; использование ЧРП не на всех НПС магистрального нефтепровода, а только на выбранных при помощи описанного алгоритма, и другие варианты. Кроме того, в задаче не учитывается зависимость КПД ЧРП и КПД электродвигателя от нагрузки. Учет этих факторов в решении рассматриваемых задач является темой дальнейших исследований.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вязунов Е. В. Определение оптимальных характеристик насосных агрегатов магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1968. № 5.
2. Михайлов А. В. Эффективность применения различных типов насосных агрегатов в условиях снижения производительности магистральных нефтепроводов / Автореф. дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. 24 с.
3. Михайлов Д. А., Гольянов А. И. О распределении напора насосных перекачивающих станций, оборудованных насосными агрегатами с частотно-регулируемым приводом // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2011. Вып. 1. С. 6–8.
4. Шабанов В. А., Павлова З. Х. Алгоритм оптимизации частотно-регулируемых электроприводов магистральных насосов методом покоординатного спуска // Нефтегазовое дело. 2012. № 4. С. 4–9.
5. Шабанов В. А., Бондаренко О. В. Целевые функции и критерии оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотно-регулируемом электроприводе магистральных насосов // Нефтегазовое дело. 2012. № 4. С. 11–17.