

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ РЕШЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ

Валиев М.А., Кутуков С.Е., Шабанов В.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В последнее время в соответствии с Федеральным законом "Об энергосбережении" № 28-ФЗ, а также с Приказом Департамента государственного энергетического надзора и энергосбережения Минэнерго РФ от 16 февраля 2001 г. №10 «О проведении обязательных энергетических обследований на предприятиях и организациях», в России уделяется большое внимание проблемам энергосбережения. Даже в период экономического кризиса в России и снижения добычи нефти вдвое в 1996 г. АК «Транснефть» израсходовала 5037 млн. кВт·ч [1]. Суммарная установленная мощность электроприводов только одной насосной станции составляет десятки мегаватт, что определяет годовое потребление электроэнергии в сотни миллионов кВт·час. Однако только часть этой энергии является полезно используемой. Поэтому задача рационального расходования электроэнергии является актуальной как с экономической, так и с технической точек зрения.

Сегодня АК "Транснефть" – это 11 региональных управлений, 46'800 км трубопроводов, 395 насосных станций, 868 резервуаров общей ёмкостью 12.7 млн.м³, сервисные и специализированные предприятия. Магистральные нефтепроводы (МНП) акционерной компании обеспечивают транспорт 99,5% добываемой в России нефти (301,1 млн. тонн нефти с месторождений России, Казахстана и Узбекистана [2]), из них 56% объема перекачивается за пределы России на экспорт.

Анализ работы магистральных нефтепроводов показывает, что основной причиной, приводящей к перерасходу электроэнергии, является нерациональный выбор режимов работы насосных агрегатов. Например, большие потери электроэнергии могут возникать при недогрузке нефтепровода, что вызывает работу насосов и электродвигателей с низким коэффициентом полезного действия (КПД). Вдобавок к неравномерным поставкам нефти, возникающие отказы в работе основного оборудования нефтеперекачивающей станции (НПС) приводят к тому, что в процессе отказа и после его ликвидации необходим выбор новых режимов работы НПС, компенсирующих недопоставки нефти и выход на заданный объем перекачки. Аналогичная ситуация возникает и при плановом изменении пропускной способности, требующем включения или отключения насосов и НПС.

Работа «из насоса в насос» – приоритетный режим на эксплуатационном участке магистральных нефтепроводов. Однако при этом изменения режима работы любого насоса приводят к изменению давления и расхода вдоль всего магистрального трубопровода, что вызывает необходимость регулирования работы насосов на всех НПС, которое направлено на решение технологических задач и традиционно не учитывают энергетических аспектов транспорта нефти. Для поддержания оптимальных режимов трубопровода, необходимо плавное

регулирование подачи насосов. Однако в настоящее время на НПС регулирование насосов производится ступенчато посредством использования нескольких насосов с разными диаметрами рабочих колёс. Такой способ регулирования технологического процесса перекачки нефти, во-первых, приводит к недогрузке основного оборудования, и, во-вторых, предполагает частые пуски мощных СД насосных агрегатов. Такие пуски сопровождаются существенными потерями электрической энергии, т.к. пусковые токи в несколько раз превышают номинальные. Поэтому представляет интерес оценка потерь электроэнергии в СД насосов при загрузке, отличной от номинальной, а также оценка потерь электроэнергии при пуске. В некоторых случаях, время перерывов между включениями СД мощностью 8 МВт менее 2 часов, т.е. фактически происходит пуск из «горячего состояния», что снижает срок службы изоляции обмоток. В исследованиях Колпакова Л.Г. [3] показано, что 70...90 % всех отказов происходит в моменты пусков и остановок насосных агрегатов.

Кроме плановых диспетчерских воздействий на работу МНП, при заданном режиме снижение пропускной способности всего эксплуатационного участка может произойти из-за влияния следующих факторов:

- переменная загрузка нефтепровода, обусловленная графиком поставок нефти с промыслов, нефтепроводов на нефтеперерабатывающие заводы;
- изменение реологических характеристик перекачиваемых жидкостей, вызванные сезонными и местными изменениями температуры грунта, последовательной перекачкой партий разных нефтей, с различным содержанием воды, парафинов, растворенного газа и т.д.;
- технологические факторы - изменение параметров насосов, их включение и выключение, наличие запасов нефти или свободных емкостей, изменение объема приемо-сдаточных операций и т.д.;
- аварийные и ремонтные ситуации, вызванные авариями на линейной части нефтепровода или отказами оборудования [3].

Некоторые из этих факторов действуют систематически, некоторые - периодически. Все это создает условия, при которых режимы работы системы «питающая электрическая сеть - электродвигатель - насос - нефтепровод» непрерывно меняются во времени.

Колебания пропускной способности нефтепровода неизбежны, так как невозможно устранить воздействие всех изложенных факторов. Это затрудняет эксплуатацию нефтепроводов, приводит к повышенным затратам электроэнергии, что соответственно увеличивает себестоимость перекачки, снижает надежность работы нефтепроводов. Особенно отрицательно сказывается неравномерность перекачки на режимах эксплуатации насосов и электродвигателей.

На рисунке 1 показано фактическое распределение электроэнергии на НПС «Самара-2» по характеру использования. Энергия на транспорт нефти составляет 67,1%, из которых на сверхнормативные потери расходуется более половины; потери электроэнергии на основном оборудовании 30,7% (двигатели 4,6% и насосы 26,1%) и в линиях электропередач и трансформаторах – 2,2%.

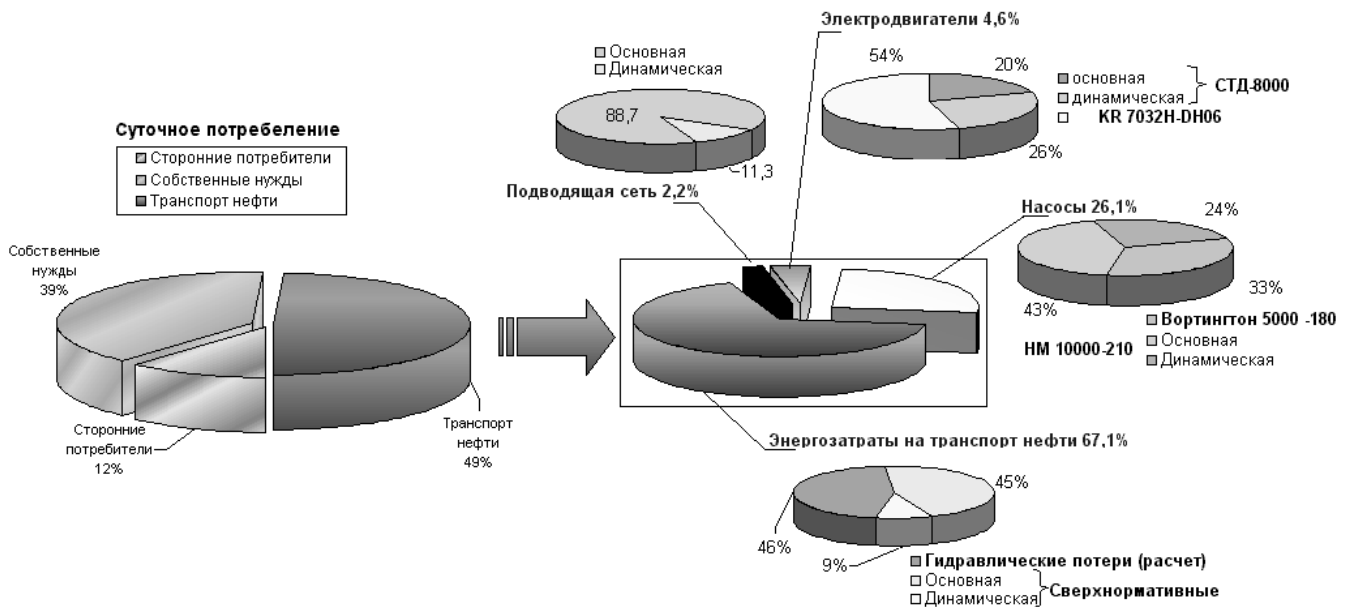


Рисунок 1 – Распределение электроэнергии на НПС

Целью данной работы является анализ причин снижения эффективности эксплуатации МНП, которые приводят к сверхнормативным (нерегламентируемым) потерям электрической энергии при перекачке нефти, как в гидравлической части всей системы МНП, так и в электрической. При этом особое внимание уделяется влиянию на работу электрооборудования НПС технологических параметров перекачки, определяемых управляющими воздействиями диспетчерской МНП, компенсирующие «по факту» снижение пропускной способности, в частности, из-за внутритрубных отложений, скоплений газа и воды. Данные нерегламентированные потери электроэнергии предлагается подразделить на три основные составляющие:

1. электрическая сеть НПС
 - потери холостого хода и нагрузочные потери в силовых трансформаторах
 - нагрузочные потери в линиях электрической сети
 - нагрузочные потери в электродвигателях
2. насосное оборудование
 - потери электроэнергии при снижении загрузки насоса и снижении КПД
3. на линейной части МНП
 - потери напора на трение по длине трубопровода между двумя НПС
 - снижение пропускной способности из-за внутритрубных образований

В работах Кутукова С.Е. [4], Голосовкера В.И. [5] детально изучены технологические приемы снижения энергопотребления с учетом осложнений технологических режимов и формирование алгоритмов для систем функционального диагностирования.

Известные разработки, как правило, анализируют какое-либо одно звено цепочки энергопотребления. Разработка ИПТЭР - «Комплекс по определению КПД насосных агрегатов» [6] представляет алгоритм статистической обработки данных мониторинга насосного агрегата в значениях параметров давления на всасывании и нагнетании $P_{вс}$; $P_{н}$, потребляемой мощности N , частоты вращения

вала п. Сравнение энергетических показателей ведется с паспортными значениями КПД. Мгновенная подача определяется по кривой мощности с восстановленной характеристики насосного агрегата.

В работе Института Механики РАН «Методика оценки эффективности использования электроэнергии на перекачку нефти» обозначены все основные составляющие энергозатрат на транспорт нефти, увязанные с реальной возможностью замеров технологических параметров существующей системой КИП. Впервые предложено совместно с насосно-силовым оборудованием анализировать напорный участок магистрального трубопровода [7]. Однако в данных работах отсутствует анализ влияния работы насосов и изменений в линейной части трубопровода на основное электрооборудование НПС: силовые трансформаторы, линии электропередач, синхронные и асинхронные электродвигатели.

Снижение затрат энергии на перекачку, обеспечивающее улучшение технико-экономических показателей нефтепроводов, вызывает необходимость постоянного мониторинга режима работы всей системы «питающая электрическая сеть - электродвигатель - насос - нефтепровод», на всех звеньях цепочки потребления энергии эксплуатационным участком МНП. Контроль за потреблением электроэнергии на различных участках системы: в электрической сети, на основном оборудовании, на линейной части МНП, также как и слежение за технологическими параметрами (напор, производительность, давление и т.д.) в настоящее время становится все более актуальным.

В данной работе произведено обобщение энергопотерь по двум категориям: системной и динамической составляющей.

Системная составляющая потерь электроэнергии, которая характеризует потребление энергии установленным оборудованием в оптимальном режиме его эксплуатации и может быть изменена только сменой собственно оборудования;

Например, характерной особенностью всех НПС является огромный запас по установленным мощностям. Так, например, на НПС "Самара-2" установлены 2 трехфазных трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/110, номинальной мощностью 40 тыс.кВА каждый при потребности по насосному агрегату 4000...4500 кВт и столько же по другим статьям потребления, т.е. коэффициент загрузки 15...22%.

Динамическая составляющая энергопотерь возникает за счет отклонений режимов эксплуатации от оптимального, а также во время нестационарного (неустановившегося) режима движения в трубопроводе. Эти потери можно минимизировать, улучшая регламент эксплуатации системы без замены основного оборудования.

По методике расчета, потери электроэнергии в основных узлах электрической сети можно подразделить на потери электроэнергии в электродвигателях и в системе электроснабжения НПС – трансформаторах и воздушных и кабельных линиях.

В рабочем режиме, при загрузке отличной от оптимальной, суммарные потери мощности в СД будут равны [8]

$$\Delta P_{\text{СД}} = \Delta P_{\text{пост.}} + \Delta P_{\text{ст.н}} \beta^2 \cos^2 \varphi_{\text{н}} + \Delta P_{\text{в.н}} \frac{1 + \beta^2 x_{\text{д}}^2 \cos^2 \varphi_{\text{н}}}{1 + x_{\text{д}}^2 + 2x_{\text{д}} \sin^2 \varphi_{\text{н}}}, \quad (1)$$

где $\Delta P_{\text{пост.}}$ – постоянные потери (потери в стали и механические потери);

$\Delta P_{\text{ст.н}}$ – потери в обмотке статора при номинальном токе статора $I_{\text{н}}$, включая добавочные потери;

$\Delta P_{\text{в.н}}$ – потери на возбуждение при номинальном токе возбуждения $I_{\text{в.н.}}$;

β – коэффициент загрузки СД по активной мощности;

$k_{\text{в}}$ – кратность тока возбуждения;

$\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности СД;

$x_{\text{д}}$ – синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси в относительных единицах.

Системная составляющая потерь в ЭД определяется как потери мощности в ЭД меньшей номинальной мощностью, который в рассматриваемом режиме имел бы коэффициент загрузки $\beta=1$. Такой двигатель, вследствие меньшей мощности имеет, по сравнению с установленным, меньшие потери мощности $\Delta P_{\text{пост.}}$ и $\Delta P_{\text{ст.н}}$, и как следствие меньшие суммарные потери. Обозначим их через $\Delta P_{\text{СДопт}}$. Эти потери и представляют собой системную составляющую фактических потерь $\Delta P_{\text{СД}}$. Тогда динамическую составляющую можно определить по выражению:

$$\Delta P_{\text{СДдин}} = \Delta P_{\text{СД}} - \Delta P_{\text{СДопт}}$$

При такой трактовки системной и динамической составляющей потерь мощности в оптимально нагруженном двигателе можно записать:

$$\Delta P_{\text{СДопт}} = \frac{1-\eta}{\eta} \cdot \Delta P_{\text{СДопт}} = \frac{1-\eta}{\eta} \cdot \beta \cdot P_{\text{ном}}$$

$$\Delta P_{\text{СДдин}} = \frac{1-\eta}{\eta} \cdot P_{\text{ном}} - \frac{1-\eta}{\eta} \cdot \beta \cdot P_{\text{ном}} = \frac{1-\eta}{\eta} \cdot (1-\beta) \cdot P_{\text{ном}}$$

Для синхронного двигателя заданной является нагрузка на валу, определяемая механизмом. Путем регулирования тока возбуждения можно устанавливать различные режимы работы: $\cos \varphi = \text{const}$ (как частный случай $\cos \varphi = 1$), режимы при постоянном значении тока возбуждения и постоянном значении реактивной мощности. Для того чтобы решить вопрос об экономичности того или иного режима, необходимо определить потери электроэнергии в каждом из режимов.

Таблица 1 - Нагрузочные потери, кВт, в двигателе типа СТД-8000-2

β	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
1. $\cos \varphi = 1$	83,74	85,71	89,00	93,60	99,52	106,75	115,30	125,16	136,34	148,83
2. $I_{\text{в}}=I_{\text{в ном}}$	161,75	162,23	163,04	164,18	165,68	167,57	169,88	172,65	175,98	179,96
3. $\cos \varphi = \cos \varphi_{\text{н}}$	85,14	88,96	94,57	101,97	110,97	121,90	134,28	148,16	163,43	179,96
4. $Q=Q_{\text{ном}}$	114,87	116,84	120,13	124,73	130,65	137,88	146,43	156,29	167,47	179,96

По результатам расчетов самыми экономичными режимами являются режимы с постоянным коэффициентом мощности. Наиболее экономичным из них является режим с $\cos \varphi = 1$, так как в этом режиме отсутствуют потери

обусловленные передачей реактивной мощности, что снижает нагрев обмоток статора и ротора.

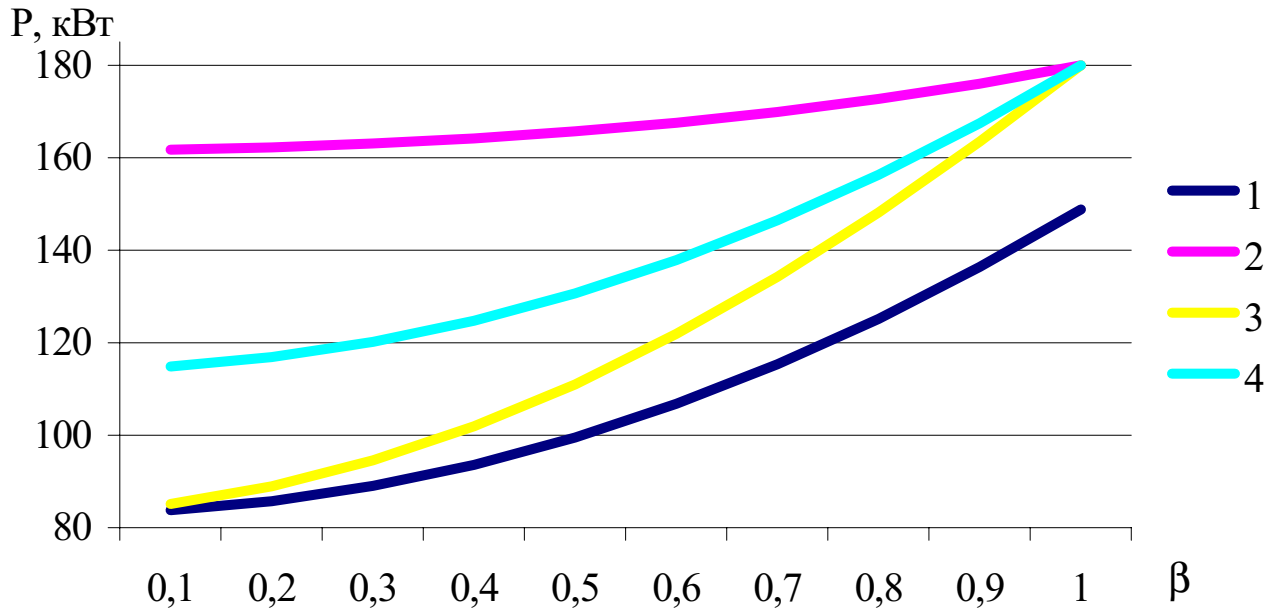


Рисунок 2 – Зависимость нагрузочных потерь в СТД-8000-2 от загрузки в разных режимах возбуждения.

При снижении нагрузки СД снижается абсолютная величина потерь мощности в СД, но растет доля потерь в мощности, потребляемой из сети, что означает снижение КПД двигателя и перекачки в целом. Дополнительные потери мощности, вызванные недогрузкой СД, по сравнению со случаем, когда фактическая нагрузка на валу СД была бы равна номинальной мощности, определяются по выражению

$$\Delta P_{\text{доп. СД}} = P_{\text{нагр}} \cdot \frac{\eta_{\text{ном}} - \eta}{\eta_{\text{ном}} \cdot \eta}, \quad (2)$$

где $P_{\text{нагр}}$ – мощность нагрузки на валу двигателя;

$\eta_{\text{ном}}$ – номинальный КПД двигателя;

η – фактический КПД двигателя при фактической загрузке.

Аналогично при неполной загрузке насоса снизится его КПД, и будут иметь место дополнительные потери мощности по сравнению со случаем, когда фактическая мощность нагрузки насоса была бы равна номинальной мощности.

По аналогии с (2) для дополнительных потерь мощности в насосе можно записать

$$\Delta P_{\text{доп. нас.}} = Q \cdot H \cdot \frac{\eta_{\text{ном}} - \eta}{\eta_{\text{ном}} \cdot \eta} \quad (3)$$

Пуски мощных СД сопровождаются существенными потерями электрической энергии и пусковыми токами, превышающими в несколько раз номинальные. Методика расчёта пусковых потерь СД в общем случае включает в себя: расчёт параметров схемы замещения СД, построение совместной (насос-

двигатель) пусковой механической характеристики и определение времени пуска. Для точного расчета требуется определить зависимость активных сопротивлений обмоток СД от скольжения. Однако такие зависимости, как правило, неизвестны. В этих условиях потери при пуске можно определять по эквивалентному активному сопротивлению СД. Для этого достаточно знать только индуктивные сопротивления схемы замещения и по токам в каждой из ветвей схемы определить ток в эквивалентном активном сопротивлении. Далее, по кривой разгона определяются время разгона и потери электроэнергии на каждом из участков механической характеристики [9].

Для элементов электрической сети, для которых известны графики нагрузок: питающих линий, силовых трансформаторов, фидеров сторонних потребителей, потери рассчитываются по методу характерных суток:

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{i=1}^m \Delta W_{\text{ни}}^{\text{с}} \cdot D_{\text{эк.и}}, \quad (4)$$

где m – число характерных суток;

$\Delta W_{\text{ни}}^{\text{с}}$ – потери электроэнергии за характерные сутки;

$D_{\text{эк.и}}$ – эквивалентная продолжительность в году характерных суток.

В элементах сети, для которых нет подробной информации о режимах работы, используется метод числа часов наибольших потерь

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau, \quad (5)$$

где ΔP_{max} – потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети;

τ – число часов наибольших потерь.

Таблица 2 – Потери электроэнергии в силовых трансформаторах НПС

Трансформатор	Нагрузочные потери		Потери холостого хода		Суммарные активные потери	$\beta_{\text{в.н}}$, %
	$\Delta W_{\text{н}}^{\text{P}}$, кВА·ч	$\Delta W_{\text{н}}^{\text{Q}}$, кВАр·ч	$\Delta W_{\text{хх}}^{\text{P}}$, кВА·ч	$\Delta W_{\text{хх}}^{\text{Q}}$, кВАр·ч	ΔW^{P} , кВт·ч	
T1	81,59	345,13	936	5760	1017,59	12,50
T2	76,14	443,79	936	5760	1012,14	13,42

На рисунках 3 показано потребление электроэнергии, а также на рисунке 4 и 5 потери электроэнергии в электродвигателях основных и подпорных насосов и электрической сети: трансформаторах и кабельных линиях НПС «Самара-Лисичанск».

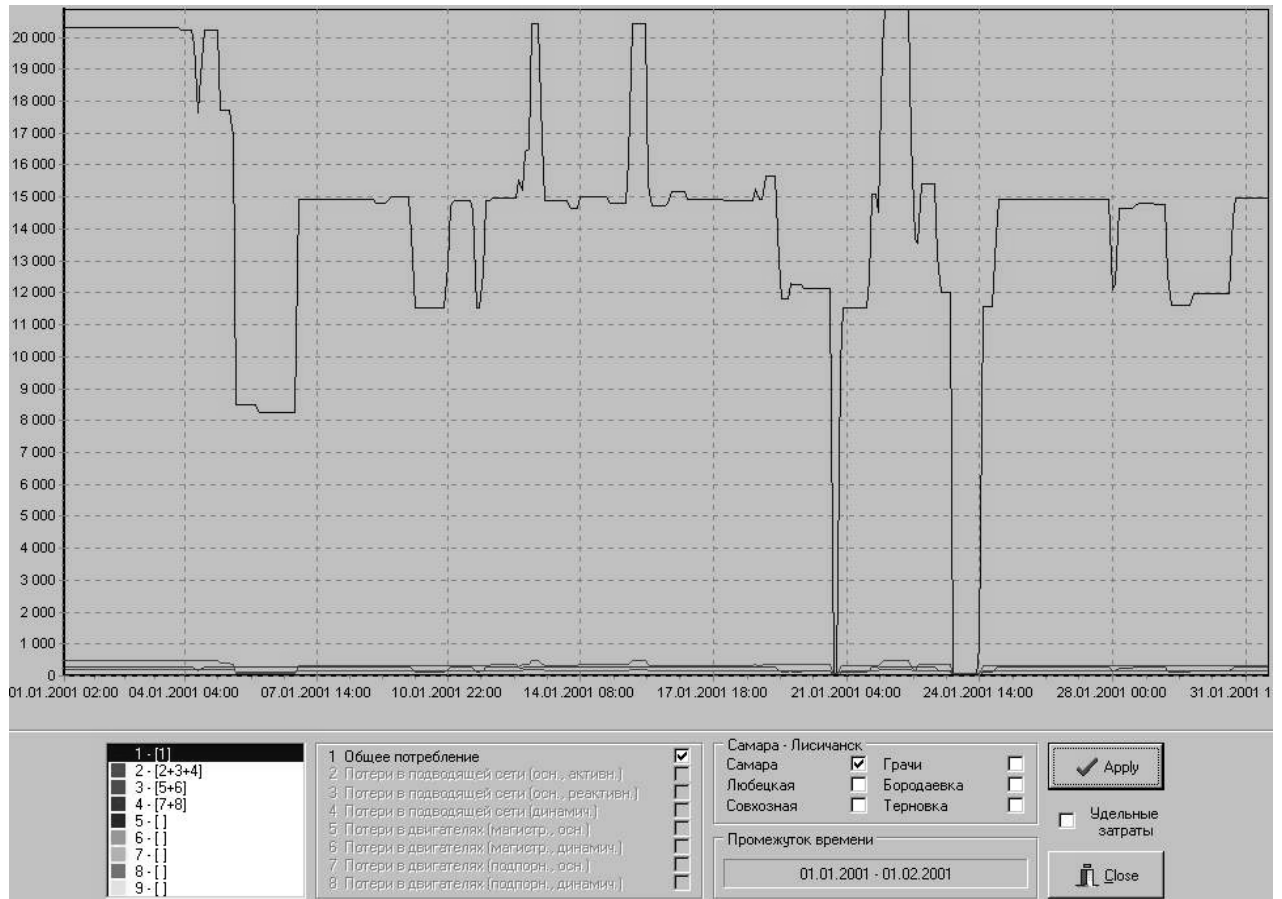


Рисунок 3 – Потребление электроэнергии НПС «Самара» МНП «Самара-Лисичанск» за январь 2001г.

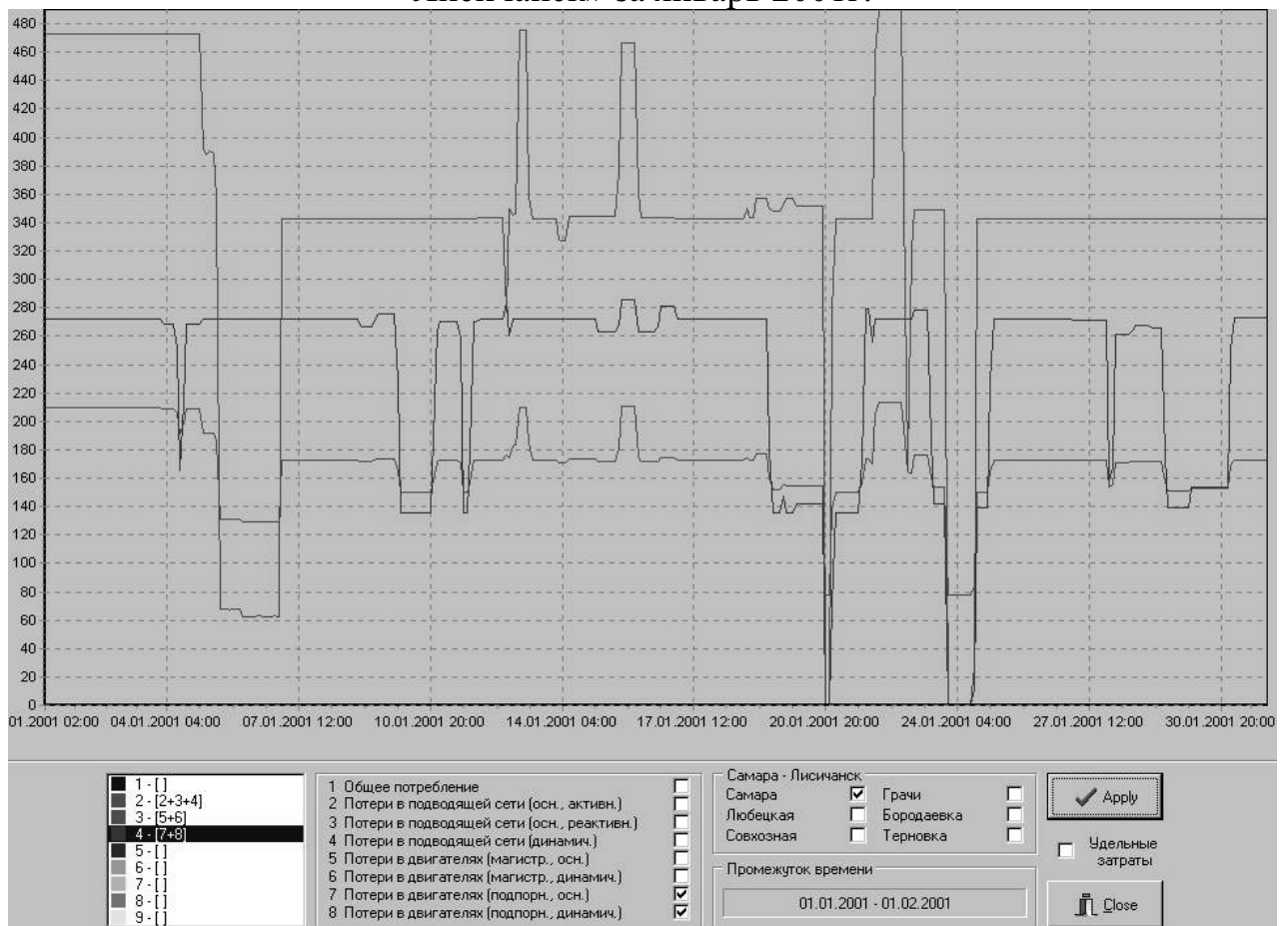


Рисунок 4 – Потери электроэнергии в электрической сети НПС, в электродвигателях основных и подпорных насосов.

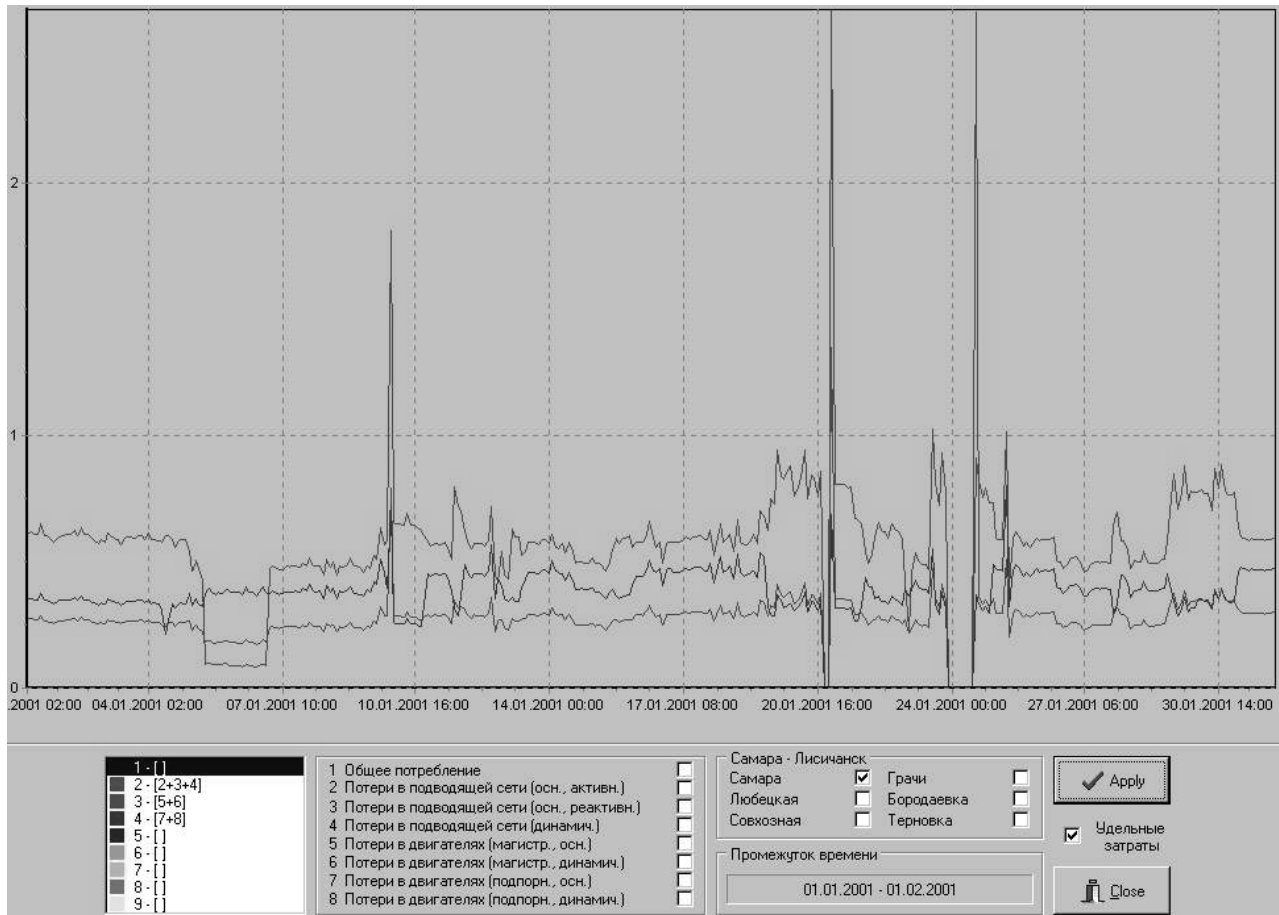


Рисунок 5 – Удельные потери электроэнергии в электрической сети НПС, в электродвигателях основных и подпорных насосов.

При известном фактическом (по счетчикам) потреблении электроэнергии из сети $W_{сч}$ одним двигателем за время T и найденных расчетным путем потерям мощности в электродвигателе и электрической сети от шин до двигателя, можно найти потребление электроэнергии насосом за время T

$$W_{эл.нас} = W_{сч} - \sum_N \Delta P_{iСД} \cdot t_i - \sum_N \Delta P_{iC} \cdot t_i \quad (6)$$

где $\Delta P_{СДi}$ – потери мощности в СД по (1) на i -м интервале времени t ;

ΔP_{ci} – потери мощности в электрической сети по (4) или (5);

N – число интервалов времени T с разной нагрузкой.

Назовем потребление электроэнергии по (6) фактическим.

Полезную (гидравлическую) работу насосных агрегатов по диспетчерским данным за время T определяют по усредненным данным за двухчасовые интервалы

$$W_{гидр} = \sum_{i=1}^n (P_2 - P_1)_i \cdot Q_i \cdot t, \quad (7)$$

где P_2 – усредненное давление на выходе насоса за i -ый двухчасовой интервал;

P_1 – усредненное давление на всасывании насосов за тот же интервал;

Q_i – средняя производительность насосов за 2 часа;

n – количество двухчасовых интервалов;

i – номер двухчасового интервала.

Тогда средневзвешенный КПД насоса за время T можно найти по выражению

$$\eta_{\text{нас}} = W_{\text{гидр}}/W_{\text{нас}}, \quad (8)$$

где $W_{\text{гидр}}$ – гидравлическая энергия на перекачку;
 $W_{\text{ф}}$ – фактическое потребление электроэнергии насосом.
 Потери электроэнергии в насосе:

$$\Delta W_{\text{эл.нас}} = W_{\text{нас}} - W_{\text{гидр}}$$

либо

$$\Delta W_{\text{нас}} = \sum_i^n P_{\text{ном.нас}} \frac{1 - \eta_{\text{нас}}}{\eta_{\text{нас}}} t_i \quad (9)$$

Потери электроэнергии в насосе разделим на системные и динамические.

Системную составляющую потерь на насосах определяем, беря мощность и КПД насоса с каталожной характеристики:

$$W_{\text{sys}}^{\Sigma} = \Sigma N_i \cdot t \cdot (1 - \eta_{\text{нси}}), \quad (10)$$

где N_i – каталожное значение мощности на производительности Q_i .
 t – время.

При отсутствии данных о потреблении электроэнергии отдельно магистральными и подпорными насосами, общие энергопотери делим пропорционально отношению развиваемого напора H_i на КПД насоса η_i при фактической производительности:

$$W_{\text{под}} = W_{\text{sys}}^{\Sigma} \cdot \frac{\Sigma \frac{H_i^{\text{под}}}{\eta_i^{\text{под}}}}{\Sigma \left(\frac{H_i^{\text{HM}}}{\eta_i^{\text{HM}}} + \frac{H_i^{\text{под}}}{\eta_i^{\text{под}}} \right)}, \quad (11)$$

$$W_{\text{HM}} = W_{\text{sys}}^{\Sigma} \cdot \frac{\Sigma \frac{H_i^{\text{HM}}}{\eta_i^{\text{HM}}}}{\Sigma \left(\frac{H_i^{\text{HM}}}{\eta_i^{\text{HM}}} + \frac{H_i^{\text{под}}}{\eta_i^{\text{под}}} \right)} \quad (12)$$

где HM – индекс параметров магистральных насосов;
 $под$ – индекс параметров подпорных насосов.

Разница фактических потерь в насосе и каталожных дает динамическую составляющую потерь электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{дин}} = \Delta W_{\text{нас}} - W_{\text{sys}}^{\Sigma} \quad (13)$$

Рассмотрим гидравлическую составляющую энергозатрат на транспорт нефти. Основной составляющей являются затраты на преодоление сил трения (системная составляющая затрат).

Для определения работы сил трения на транспорт нефти (системной составляющей) рассчитаем потери давления на трение h_i на участке трубопровода между двумя НПС по классической методике гидравлического расчета трубопроводов:

$$h_i = \sum_n \lambda \cdot \frac{l_n - l_n^c}{D_n} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (14)$$

где l_n, D_n – длина и диаметр n -ого участка трубопровода, [м];
 l_n^c – длина самотечных участков, [м];
 ζ – коэффициенты местных сопротивлений;
 λ – коэффициент гидравлических сопротивлений (Дарси);
 n – количество участков трубопровода с различной геометрией;
 Коэффициент гидравлических сопротивлений λ вычисляется по классической методике:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \quad \text{для } \text{Re} < 2320; \quad (15)$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \lg \left(\frac{k_э}{3,7D} + \frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} \right), \quad \text{для } \text{Re} > 2320.$$

где $k_э$ – коэффициент эквивалентной шероховатости внутренней поверхности трубы;

$\text{Re} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot v}$ – параметр Рейнольдса.

Одной из основной причин динамической составляющей потерь является динамическая составляющая, возникающая вследствие инерционности потока. Оценим амплитуду динамической составляющей давления по упрощенной схеме – рассчитаем инерционный напор, возникающий за счет изменения производительности трубопровода, зафиксированной в двух последовательных записях диспетчерского листа

$$h_{\text{дин}} = h_{\text{ин}} = 4(Q_i - Q_{i-1}) \cdot L / (\pi \cdot g \cdot D^2 \cdot \tau), \quad (16)$$

где $i, i-1$ – индексы записей в диспетчерском листе;

$\tau = 2 \cdot L / a$ – фаза гидроудара, [с];

L – длина эксплуатационного участка трубопровода, [м];

$a = 1100$ м/с – скорость звука в нефти.

С учетом динамической составляющей давления, суммарный расчетный потребный напор лежит в диапазоне значений

$$H_i = h_i \pm h_{\text{ин}}, \quad (17)$$

Рассмотрим потребление энергии на транспорт нефти с учетом динамической составляющей

$$W_p = \Sigma \rho \cdot g \cdot Q_i \cdot h_i, \quad (18)$$

где Σ - сумма расчетных интервалов по лимитирующему формату выборки диспетчерских данных – двухчасовой производительности участка МНП.

Фактические затраты на транспорт нефти можно оценить по диспетчерским данным. Рассмотрим баланс энергии на участке трубопровода между двумя НПС:

$$Z_k + \frac{P_{2,k}}{\rho g} + \alpha \frac{v_k^2}{2g} = Z_{k+1} + \frac{P_{1,k+1}}{\rho g} + \alpha \frac{v_{k+1}^2}{2g} + h_k - h_{k+1}, \quad (19)$$

где Z – высотные отметки НПС, [м];

$\frac{P}{\rho g}$ - пьезометрические напоры, [м];

v - скорость продукта в трубе, [м/с];

k – индекс НПС.

Скоростной напор в цилиндрической трубе остается неизменным, а в реальном трубопроводе не меняется с точностью до процента от гидродинамического напора, поэтому его можно сократить в обеих частях уравнения Бернулли:

$$h_k - h_{k+1} = Z_k - Z_{k+1} + \frac{P_{2,k} - P_{1,k+1}}{\rho g}, \quad (20)$$

где $P_{2,k}$ – давление нагнетания после регулятора давления на НПС_k;

$P_{1,k+1}$ – давление на всасывании НПС_{k+1}.

Предполагая режим эксплуатации участка МНП за рассматриваемый двухчасовой период близким к установившемуся, по осредненным диспетчерским данным оцениваем энергозатраты на перекачку по нефтепроводу:

$$W_{\phi} = \Sigma \rho \cdot g \cdot Q_i \cdot h_{i,(k-k+1)}. \quad (21)$$

Балансовое значение гидравлической составляющей энергозатрат отличается от фактических энергозатрат на величину, обусловленную разностью гидродинамических напоров потока нефти на всасывающих линиях НПС_k и НПС_{k+1}:

$$\Delta W_z = (Z_{k+1} - Z_k) \cdot \sum_i \rho_i \cdot g \cdot Q_i, \quad (22)$$

Потери, обусловленные дросселированием на регуляторе давления, отражаются в балансе составляющей:

$$W_{др} = \sum_i (P_{н,k} - P_{2,k}) \cdot Q_i \quad (23)$$

Таким образом, потребление электроэнергии в линейной части нефтепровода по диспетчерским данным можно представить в виде суммы трех составляющих:

$$W = W_{\phi} + \Delta W_{\text{др}} + \Delta W_z. \quad (24)$$

Апробация методики анализа энергозатрат на перекачку нефти по МНП и программного продукта «Энергопотребление» проведена на МНП «Самара - Лисичанск» (введен в эксплуатацию в 1977 г.) Ø1220 мм и «Самара - Тихорецк» (1974г.) Ø720 мм на участке «Самара – Красноармейск» ОАО «Приволжскнефтепровод» АК «Транснефть», которая дала принципиально новые возможности для анализа затрат электроэнергии на перекачку нефти. Исследуемые МНП, проложены подземно в одном технологическом коридоре и обслуживают экспортное направление – Черноморские нефтеналивные терминалы, нефтебазы «Грушовая» и «Шесхарис». Поставка нефти в основном осуществляется из резервуарного парка станции смешения нефти «Самара», где она доводится до стандартных экспортных кондиции бренда «Ural».

На основе исполнительной документации Отдела Капитального Строительства и Отдела Эксплуатации ОАО «ПМН», регламентов и технических паспортов МНП, систем АСКИД и СКУТОР составлена База Данных Системной информации Пакет Прикладных Программ «Энергопотребление», в которой представлены: конструктивные особенности участка МНП и обвязок НПС (протяженность, диаметр, расположение местных сопротивлений, вантузов, задвижек и замерных пунктов на трассе и в обвязке), комплектность основного оборудования (магистральные, подпорные и вспомогательные насосные агрегаты, электродвигатели, преобразователи, подводящие линии электропередачи, регуляторы, счетчики, фильтры, резервуары и пр.), характеристики основного оборудования (заводские каталоги магистральных и подпорных насосов, электродвигателей), профиль трассы, высотные отметки НПС и резервуарных парков. Динамическая База данных включает выборку диспетчерских данных в двухчасовом формате, журналов энергопотребления на НПС (ежесуточные данные) и данные АСУ по 10 минутной выборке.

Пакет прикладных программ «Энергопотребление» позволяет проводить анализ диспетчерских данных, данных электропотребления и АСУ двух магистральных трубопроводов «Самара - Лисичанск» и «Самара - Тихорецк» на участке «Самара-Красноармейск» в период с 01 октября 2000 по 26 сентября 2001 г. Также предусмотрена опция сведения баланса энергопотребления за любой (не менее двух часов) промежуток времени внутри рассматриваемого периода. Ограничение наложено форматом диспетчерских данных, хотя данные АСУ имеют периодичность в 10 минут.

На эксплуатационном участке «Самара-Красноармейск» МНП «Самара-Лисичанск» Ø 1220 мм перекачка ведется шестью НПС, каждая из которых оборудована 4 магистральными насосными агрегатами НМ 10000-210 Сумского завода с приводом от электродвигателей СТД 8000-2 Лысьвенского турбогенераторного завода. Кроме того, на открытых производственных

площадках ЛПДС «Самара» установлены 4 подпорных агрегата типа «Вартингтон» итальянского производства с электроприводом «Шорх-Верке»-KR 7032H, мощностью 2000 кВт, производства Германии. В нормах технологических режимов определены параметры перекачки с одновременной работой не более чем по одному насосу на НПС, что обеспечивает плановую производительность 4330...6880 м³/час (36,4...57,8 млн.т/год).

На эксплуатационном участке «Самара-Красноармейск» МНП «Самара-Тихорецк» Ø820...1020 мм перекачка ведется пятью НПС, каждая из которых оборудована 4 магистральными насосными агрегатами НМ 3600-230 Сумского завода с приводом от электродвигателей STD 2500-2 Лысьвенского турбогенераторного завода. В 1995 году 170,3 км трубопровода была переуложена трубами Ø1020 мм, что позволило повысить пропускную способность с 20,7 до 21,7 млн.т/год. Резервуарный парк НПС «Самара-1» состоит из четырех резервуаров РВС-20000 с полезной ёмкостью 57342 м³. Подготовка нефти к перекачке ведется ССН в резервуарном парке полезной ёмкостью 134930 м³. Площадочные сооружения обоих трубопроводов совмещены.

Основные характеристики насосных станций и участков трубопроводов между ними на эксплуатационном участке «Самара-Красноармейск» даны в таблице 3.

Таблица 3 – Основные характеристики НПС и участков трубопроводов на эксплуатационном участке «Самара-Красноармейск»

НПС	МНП «Самара -Лисичанск»				МНП «Самара -Тихорецк»			
	Насос / двигатель	Кол-во	Длина, км	Диам. м	Насос / двигатель	Кол-во	Длина, км	Диам. м
Самара	НМ-10000-210/ STD-8000-2	4	67,715	1,1856	НМ-3600-230/ STD-2500-2-У4	4	47,392	0,800
Любецкая	НМ-10000-210/ STD-8000-2-У4 СТДП-2500	3						
Совхозная	НМ-10000-210/ STD-8000-2	4	87,749	1,1930	НМ-3600-230/ STD-2500-2-У4	4	86,775	0,800
Грачи	НМ-10000-210/ STD-8000-2-У4 STD-6300-2-У4	4	104,31	1,1927	НМ-3600-230/ STD-2500-2-У4	4	103,344	0,800
Бородаевка	НМ-10000-210/ STD-8000-2-У4 STD-6300-2-У4	4	71,560	1,1950	НМ-3600-230/ STD-2500-2-У4	4	6,264 65,180	0,978 0,800
Терновка	НМ-10000-210/ STD-8000-2-У4 STD-6300-2-У4	4	52,098	1,1702	НМ-3600-230/ STD-2500-2-У4	4	46,792 3,300	0,800 0,988
Красноармейск								

Для анализа энергопотребления отдельных НПС, эксплуатационных участков МНП, РНУ и Регионального управления в целом удобно составлять энергетический баланс за заданный период времени. Один из вариантов такого баланса приведен в таблице 4.

Таблица 4.

№	Наименование	Источник
[1]	Суточное потребление	Журналы энергопотребления НПС
[2]	Сторонние потребители	Журналы энергопотребления НПС
[3]	Собственные нужды	Журналы энергопотребления НПС
[4]	Потери в подводящей сети Системная составляющая: - активное потребление - реактивное потребление Динамическая составляющая	Метод характерных суток
[5]	Технологические нужды	Журналы энергопотребления НПС
[6]	Транспорт нефти	Сумма граф [7]+[8]+[9]+[10]
[7]	ЭХЗ	Журналы энергопотребления НПС
[8]	Потери в электродвигателях Магистральных насосов: - системная составляющая - динамическая составляющая Подпорных насосов: - системная составляющая - динамическая составляющая	Методика расчета потерь активной мощности в синхронном двигателе
[9]	Потери в насосах - системная составляющая - динамическая составляющая Магистральные Подпорные	Формула (10...13)
[10]	Затраты в линейной части	Формула (24)
[11]	Потери на регуляторе	Формула (23)
[12]	Разность гидродинамических напоров	Формула (22)
[13]	Гидравлические потери (Факт)	Формула (21)
[14]	Гидравлические потери (расчет)	Формула (18)
[15]	Сверхнормативные потери	Разница граф [13] - [14]
[16]	Прочие потери	[1] - [2] - [3] - [6]]

Единицей измерения всех параметров таблицы является кВт·ч. Все расчетные величины пересчитаны с учетом коэффициента: $1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 3,6 \cdot 10^6 \text{ Дж}$. Графа [16] показывает дисбаланс в полученной (из сети и с потоком нефти) и потребленной энергиях.

Сравнение фактического, регламентированного (планового) и расчетного энергопотребления дает представление о возможности экономии энергоресурсов.

На рисунке 6 сплошной линией нанесена кривая двухчасовой производительности, заштрихованная область – регламентированная производительность МНП.

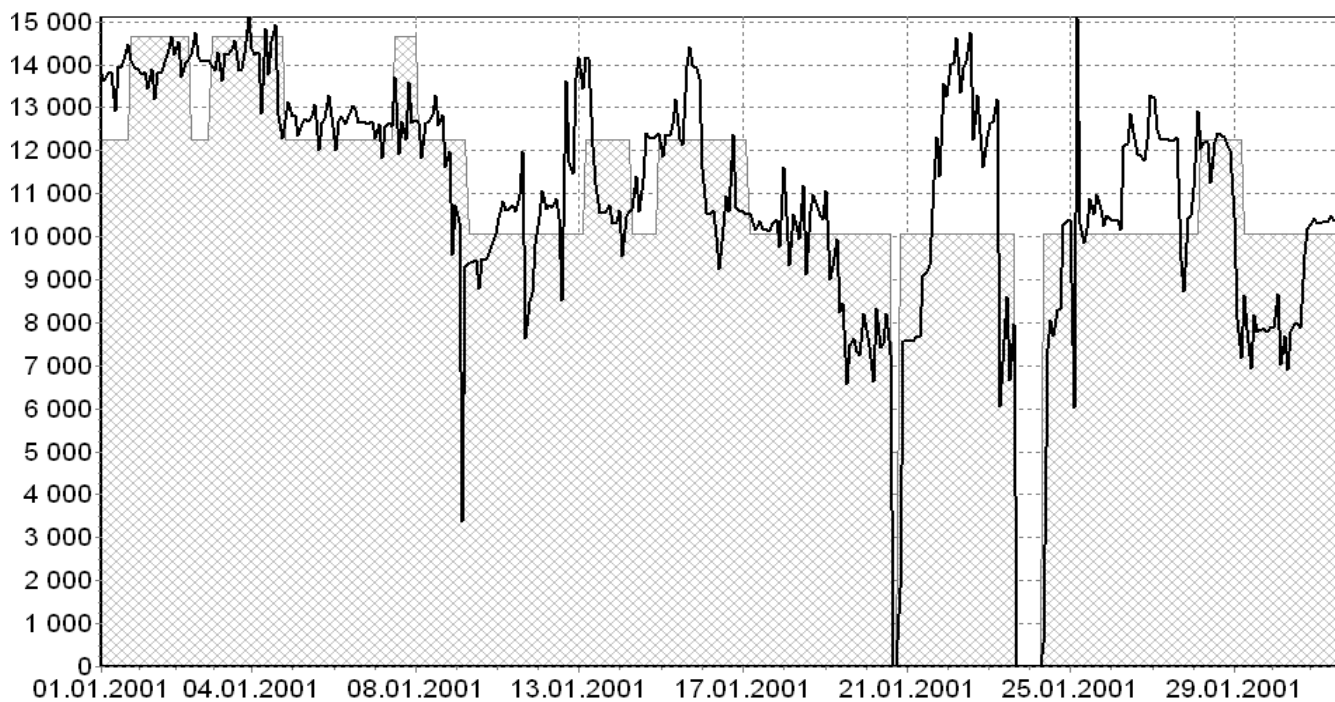


Рисунок 6 - Сравнение энергопотребления в фактических и регламентированных значениях.

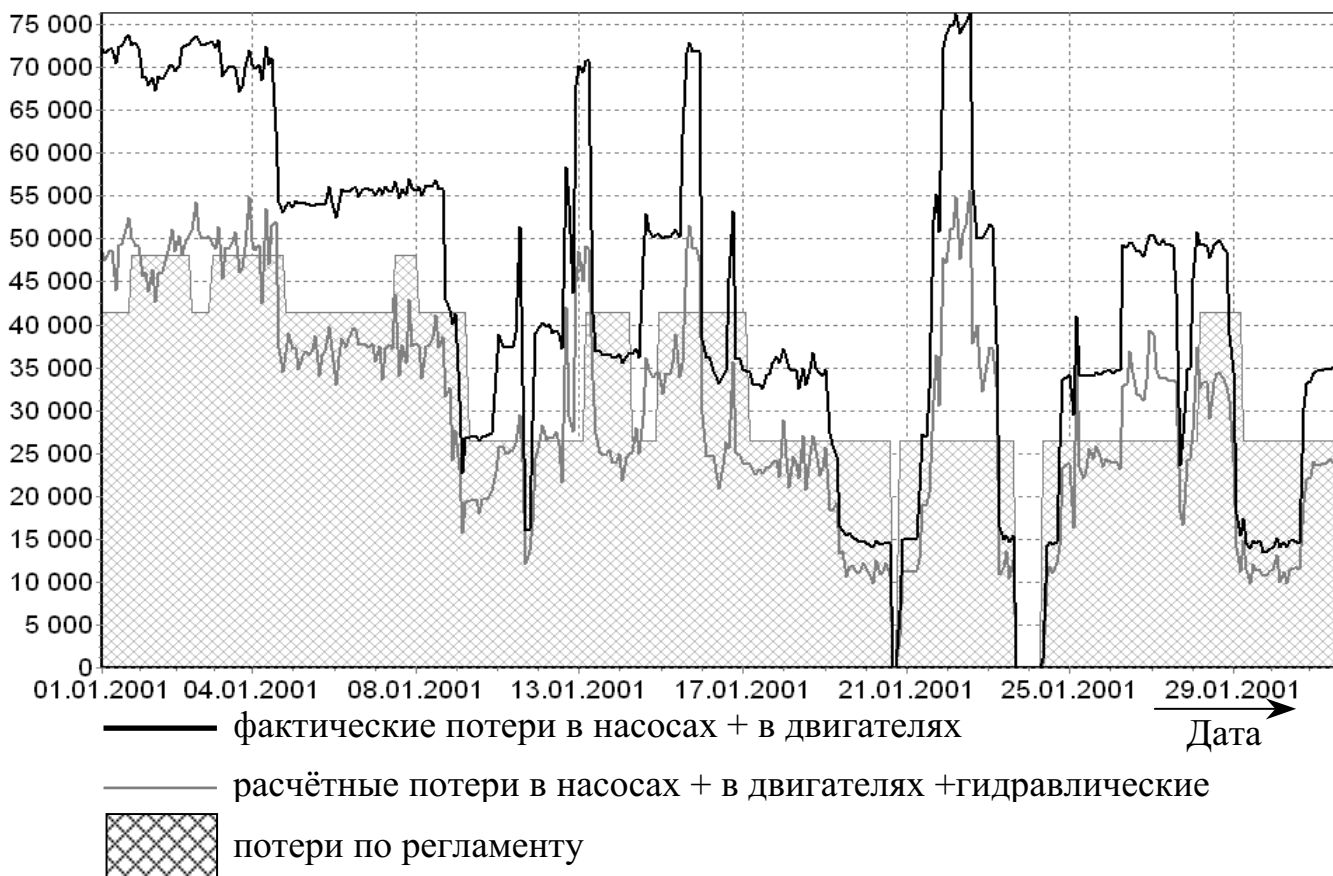


Рисунок 7- Сравнение потерь электроэнергии МНП «Самара-Лисичанск» в фактических, регламентированных и расчетных значениях.

Расчетные значения, рисунок 7, получены суммированием потерь в насосах, электродвигателях, подводящей сети и расчетных значений потерь в линейной части МНП.

Доминирующим воздействием на технологический режим эксплуатации магистральных трубопроводов является переключение насосных агрегатов. Одна из поставленных задач при анализе непредвиденных потерь – выяснить характерное время наработки эксплуатационного участка магистрального трубопровода на каком-либо режиме или другими словами – определить время наработки между переключениями.

Для анализа динамики энергопотребления рассмотрены регламенты эксплуатации МНП «Самара-Лисичанск» и «Самара-Тихорецк» на эксплуатационном участке «Самара»-«Красноармейск».

Выборка данных АСУ позволила с точностью ± 10 мин построить распределение таких периодов. Характерная картина распределения приведена на рисунке 8.

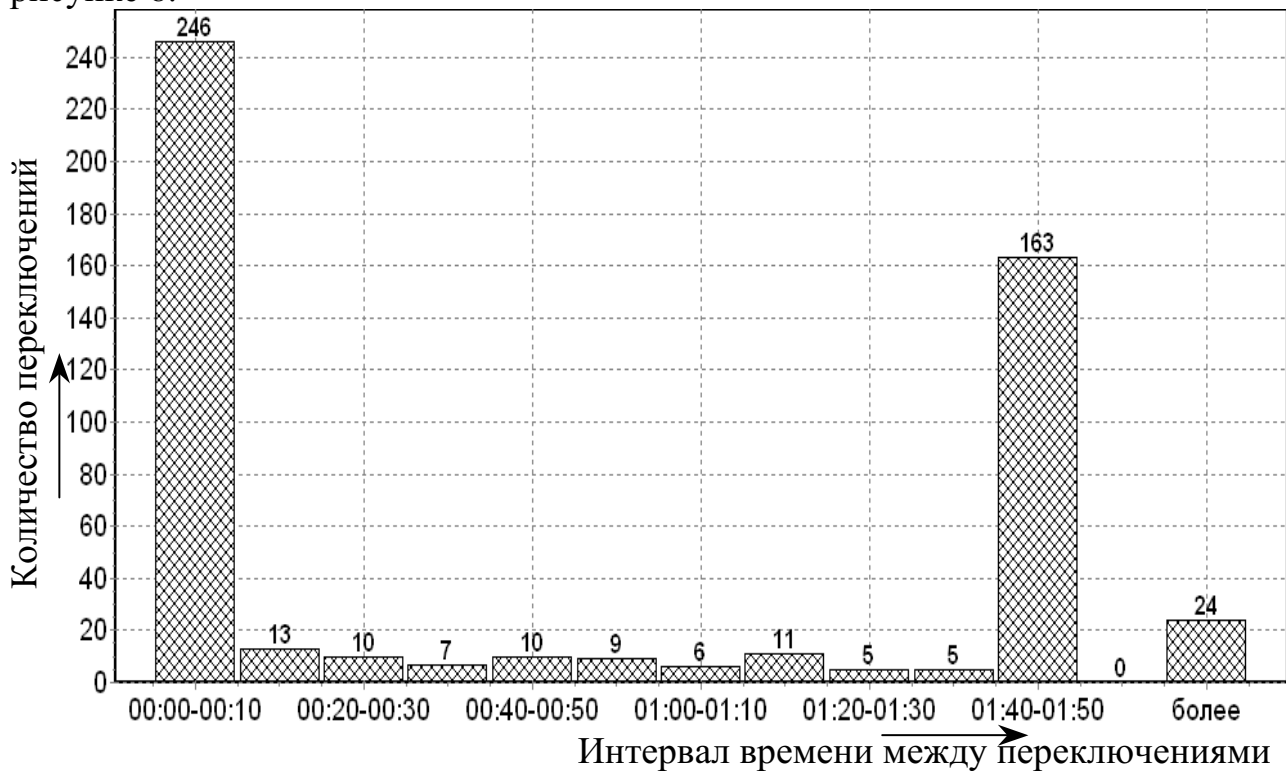


Рисунок 8 - Частота переключений насосных агрегатов на эксплуатационном участке МНП «Самара - Лисичанск» за январь 2001 г.

Из рисунка 8 видно, что большинство переключений насосных агрегатов происходит в диапазоне двух часов. Если лимитирующий формат выборки диспетчерских данных – двухчасовая производительность участка МНП и данные по давлениям на НПС и уровням взливов резервуаров на конец двухчасовых периодов, то остается вопрос как же все-таки правильно с точки зрения энергетических аспектов производить переключения между насосными агрегатами, чтобы учитывать не только диспетчерское выполнение поставленной задачи, но и выполнение предъявляемых условий к эксплуатации силового электрооборудования, в частности СД.

Динамика изменения частоты переключений насосных агрегатов за месяц по суткам изображена на рисунке 9.

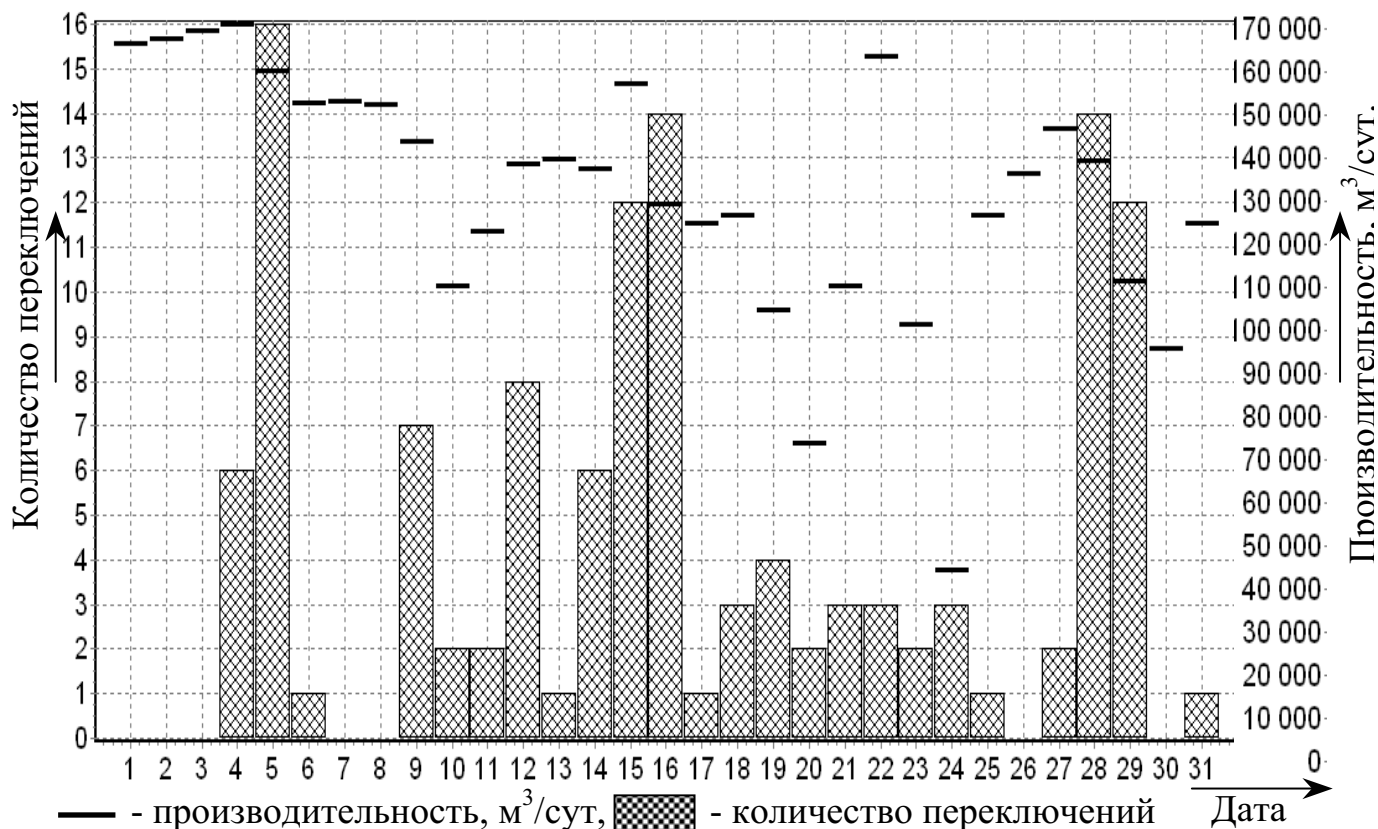


Рисунок 9- Динамика изменения во времени производительности и частоты переключений насосных агрегатов МНП «Самара – Лисичанск» за январь 2001

Из рисунка 9 видно, что количество пусков/остановок насосных агрегатов может достигать 16 раз в сутки на эксплуатационном участке. На этом же рисунке приведена динамика изменения расходов. По графику производительности видно, что нет корреляции между частотой переключений и изменением производительности. Это означает, что можно выходить на нужный режим перекачки без дополнительных переключений между насосными агрегатами. Изучение динамических характеристик эксплуатационных участков трубопроводов даст возможность производить переключения силового оборудования синфазно, что позволит снизить пусковые затраты энергии в среднем на 20-25%, т.е. в абсолютном выражении сэкономить 3,5-5,0 кВт·ч на каждом пуске, а также сократить количество самих пусков на 25-30%.

Другим важным воздействием на технологический режим эксплуатации являются пульсации. Пульсация потока в МНП возникает вследствие различных причин: неравномерного расхода в нагнетательных машинах, отрывного течения в местных гидравлических сопротивлениях и турбулентности, снарядного режима течения двухфазных газожидкостных потоков и др. При анализе пульсации потока рассчитывают собственные частоты колебания жидкости на эксплуатационном участке МНП, определяют резонансные частоты колебаний, амплитудно-частотные характеристики и сравнивают амплитуды пульсации с допустимой.

Многие практические задачи связаны с уменьшением пульсации нефти в трубопроводных обвязках насосов. Для расчета собственных частот колебаний нефти на участке трубопровода используют упрощенную одномерную линейную

модель с допущением, что активные потери на линейных участках трубопровода вследствие вязкого трения пренебрежимо малы. Подобное допущение недопустимо для протяженных трубопроводов, вследствие чего результаты аналитических расчетов применимы только для коротких (несколько метров) труб. Точность решения определяется степенью отличия рассчитываемого по схеме трубопровода от реального, поскольку его опоры отличаются условиями закрепления, трением в опоре; трубопровод может содержать сосредоточенные массы (трубопроводную арматуру, волнистые и линзовые компенсаторы, фланцы) и состоять из труб разного диаметра.

Для изучения изменений производительности магистральных нефтепроводов, необходимо прежде всего иметь достоверные промышленные данные. [10]

Даже если бы все исходные данные были бы определены для каждого участка трубопровода, расчеты по аналитическим методикам дают частоты не менее 1 Гц. Время пробега волны возмущения при расчете по формуле Жуковского составляет десятки минут. Период колебаний производительности эксплуатационного участка трубопровода измеряется часами. Ни одна из известных методик не описывает это явление.

Каждый конкретный эксплуатационный участок нефтепровода (будучи сложной колебательной системой) обладает спектром частот собственных колебаний и состоит из нескольких колебательных систем – линейных участков. Длины линейных участков l имеют длины 40-110 км, длина эксплуатационного L участка 450-500 км, поэтому характерные времена нестационарных процессов t_x меняется в пределах $l/c < t_x < L/c$, где c – скорость звука. Для реальной системы эти времена от 1 мин. до 1 ч [10].

В исследованиях А.Х.Мирзаджанзаде, А.К.Галлямова [10] рассмотрен технологический участок трубопровода длиной $L = 600$ км, диаметр трубы $D = 1$ м, скорость распространения звуковых колебаний в нефти $c = 1000$ м/с, средняя скорость потока $\omega_{cp} = 3$ м/с, вязкость $\nu = 7 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Примерно такими параметрами обладают трубопроводы Западной Сибири. Для данного случая времени релаксации $\tau_c = 7 \cdot 10^{-3}$ с. За время релаксации амплитуда процесса уменьшается менее чем в e раз. Представляют интерес остаточные колебания с амплитудой порядка нескольких процентов от начальных. Поэтому время τ_c надо увеличить в 3-4 раза и тогда мы получим время полной релаксации нестационарных процессов в изучаемой области изменения параметров, что составляет около 7 часов [10].

$$\tau_p = 4 \cdot \tau_c = \begin{cases} \frac{4 \cdot l}{c\beta_0} & \text{при } \beta_0 \leq 1, \\ \frac{4 \cdot l}{c\beta_0} - (\beta_0 + \sqrt{\beta_0^2 - 1}) & \text{при } \beta_0 > 1, \end{cases} \quad (26)$$

$$\text{где } \beta_0 = \frac{0,08 \cdot l}{c} \sqrt[4]{\frac{\nu \omega_{cp}^3}{d^5}}$$

Если же релаксация происходит на линейном участке длиной 50-100 км, то по той же методике получаем оценку полного времени релаксации $\tau_p \approx 400$ с.

Из приведенных оценок видно, что время релаксации колебаний расхода при нестационарном режиме работы эксплуатационного участка МНП имеет порядок нескольких часов. Поскольку при оперативном прогнозе пропускной способности МНП нас будут интересовать времена того же порядка, то при построении модели прогноза необходимо учитывать изменения пропускной способности нефтепроводов при их работе в нестационарных режимах, т.е. нам необходимо иметь информацию об эксплуатационных участках как о колебательной системе. Поэтому далее перейдем к анализу экспериментальных данных при нестационарных режимах работы МНП.

Естественно предположить, что основными неоднородностями, влияющими на характер протекания переходного процесса на эксплуатационном участке МНП, являются промежуточные НПС. Длины участков МНП «Самара-Тихорецк» и «Самара-Лисичанск» между НПС колеблются от 47 до 88 км. Расстояние от головной НПС до промежуточных НПС образуют следующий ряд (в км): 47, 99, 159, 214, 292, 341, 404, 492, 545, 579, 636. Диаметр нефтепровода 1220 мм, вязкость $\nu = 7 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Используя формулу (26), получили следующий ряд времени релаксации (затухания), переходных процессов между головной и промежуточными НПС (в мин.): 9, 9, 20, 41, 80, 111, 158, 236, 291, 329, 398. Время затухания на всем эксплуатационном участке 469 мин.

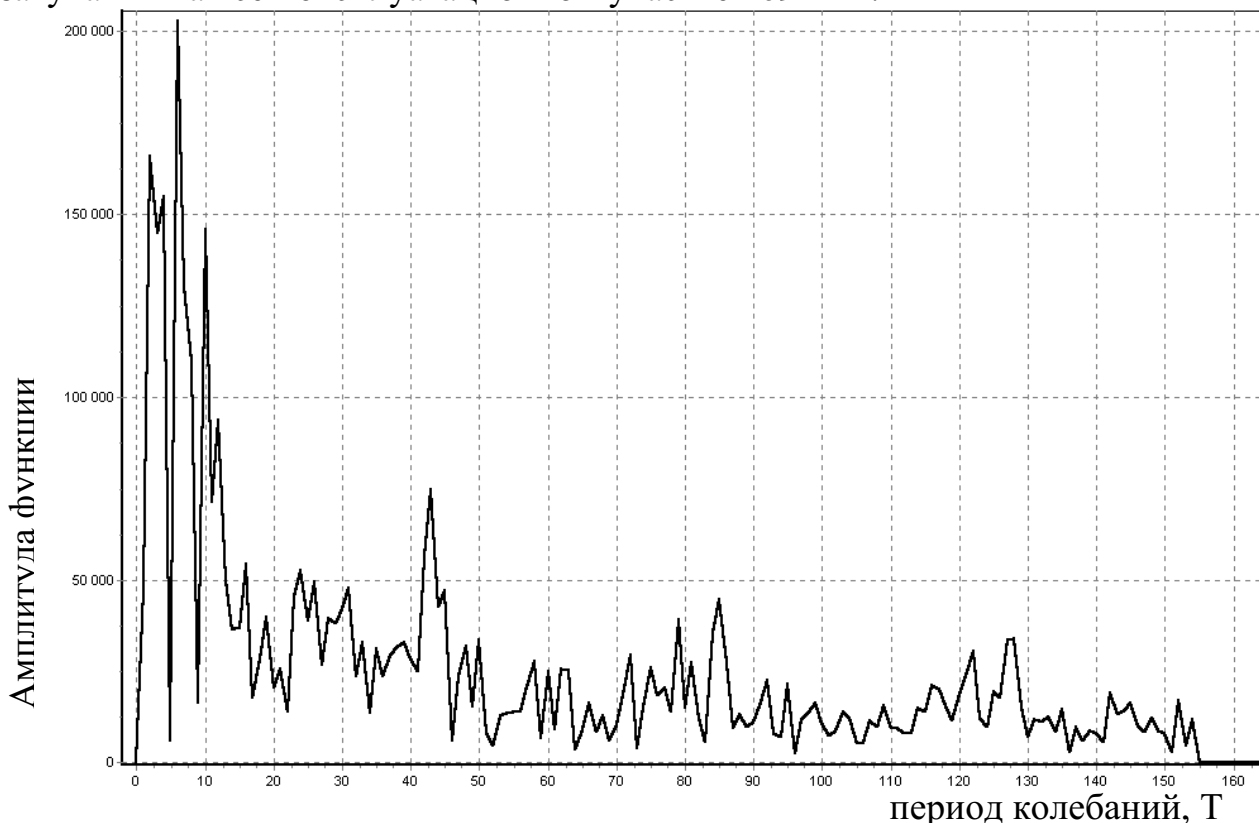


Рисунок 10 - Спектр частот тренда производительности МНП «Самара-Лисичанск» за июль 2000.

В пределах каждого периода получены и проанализированы спектры трендов. Характерные картины распределения частот (двухчасовых периодов), полученные в результате спектрального анализа, даны на рисунке 10.

Используя базу данных ППП «Энергопотребление» выполним анализ частотных характеристик эксплуатационных участков МНП «Самара-Лисичанск» и «Самара – Тихорецк». Характерная динамика (тренд) изменения производительности МНП «Самара-Тихорецк» и «Самара-Лисичанск» приведены на рисунках 6, 7.

Анализ частотных спектров за весь период мониторинга (01.10.2000 – 26.09.2001) выявил следующие значения основных гармоник эксплуатационного участка:

МНП «Самара-Лисичанск»:

$T_1 = 6$ часов 40 мин;
 $T_2 = 8$ часов 40 мин;
 $T_3 = 11$ часов 45 мин;
 $T_4 = 20$ часов 30 мин;
 $T_5 = 85$ часов 30 мин.

МНП «Самара-Тихорецк»:

$T_1 = 5$ часов 45 мин;
 $T_2 = 8$ часов 10 мин;
 $T_3 = 12$ часов 15 мин;
 $T_4 = 36$ часов 30 мин;
 $T_5 = 106$ часов 30 мин.

Эффективность управления можно повысить, если график переключений силового оборудования составлять, учитывая периоды собственных частот потока нефти в магистральном трубопроводе.

Сравнение фактического, регламентированного и расчетного режимов энергопотребления на участке МНП «Самара-Лисичанск» и МНП «Самара-Лисичанск» позволило выявить резервы повышения эффективности перекачки. Например, вложение средств в мероприятия по системе электроснабжения даст не более 4% от общего потребления электроэнергии, мероприятия по насосам – до 15%. Расхождение фактического потребления с регламентированным составило от 7 до 22%, регламентированного с расчетным – 12-28%.

Таким образом, можно выделить несколько задач, которые позволяет решать предлагаемый ППП «Энергопотребление», что выделяет его из ряда подобных разработок:

1. Составление баланса энергопотребления и анализ его составляющих с единых методологических позиций.

2. Мониторинг потерь мощности электроэнергии на различных звеньях цепочки энергопотребления «питающая электрическая сеть - электродвигатель - насос - нефтепровод», в том числе и по технологическим параметрам, регистрируемыми штатными средствами телемеханики (производительность, давление, время и т.д.).

3. Оценка сверхнормативных потерь мощности в электроустановках, обусловленных низкой нагрузкой двигателя и трансформатора по активной мощности, а также потери электроэнергии при пуске двигателя и оценка времени пуска насосного агрегата.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. АК «Транснефть» годовой отчет за 1996 г. – 44 с.
2. АК «Транснефть» годовой отчет за 2000 г. – 26 с.
3. Колпаков Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов.– М.: Недра, 1985.
4. Кутуков С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. – М.: СИП РИА, 2002.
5. Голосовкер В.И. Расчет расхода электроэнергии для участка нефтепровода //Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1973, N5, С. 16–19.
6. Отчет о НИР № 4-2-01-12 «Разработка и внедрение в ОАО ПМН комплекса по определению КПД насосных агрегатов и выдача предложений по повышению эффективности работы насосов» - Уфа: ИПТЭР, 2001.
7. Отчет о НИР № 98-2-1/1 «Методика оценки эффективности использования электроэнергии на перекачку нефти по трубопроводам в условиях снижения объемов перекачки». – Уфа: Институт Механики РАН, 1998 г.
8. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей. – М.- Л.: Госэнергоиздат, 1963.
9. Валиев М.А., Шабанов В.А. Потери электроэнергии при перекачке нефти по магистральным нефтепроводам // Материалы III конгресса нефтегазопромышленников России "Проблемы нефти и газа". – УГНТУ, Уфа, 2001.
10. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов /А.Х.Мирзаджанзаде, А.К.Галлямов, В.И.Марон, В.А.Юфин. – М.: Недра, 1984. – 287 с.