

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель программы
аспирантуры
профессор А.М. Щипачёв

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

**НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА
НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ**

Подготовка научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре

Область науки:	2. Технические науки
Группа научных специальностей:	2.8. Недропользование и горные науки
Научная специальность:	2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
Отрасли науки:	Технические
Форма освоения программы аспирантуры:	Очная
Срок освоения программы аспирантуры:	4 года
Составитель:	Профессор И.А. Шаммазов

Санкт-Петербург

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Современные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы — это сложные, линейно-протяженные, высоко автоматизированные и энергоемкие объекты. Доля энергозатрат на нефтепроводах (НП) может достигать 70% , а на нефтепродуктопроводах (НПП) — 20-30 % от годовых эксплуатационных расходов. Эксплуатация НП и НПП может происходить при различных режимах, смена которых происходит дискретно при изменении вариантов включения в работу насосов и перекачивающих станций (ПС). При этом возникает задача выбора наиболее целесообразных режимов, соответствующих наименьшим затратам электроэнергии на перекачку (так называемая задача определения ряда оптимальных режимов).

В свою очередь, в зависимости от уровня текущей загрузки НП (НПП), из ряда оптимальных режимов должны выбираться такие, которые обеспечивали бы выполнение планового объема грузотранспортной работы за фондовое время.

НП и НПП обычно разделяются на эксплуатационные участки, в пределах которых перекачивающие станции работают по системе "из насоса в насос".

Режим работы НП (НПП) в пределах эксплуатационного участка определяется на основании совмещенных характеристик линейных участков и ПС. При этом должны учитываться разрешенные давления в начале и конце каждого линейного участка, а также давление, которое может передаваться с предыдущих ПС на последующие.

Поскольку работа НПП при транзитной перекачке аналогична работе НП, ограничимся рассмотрением режима работы нефтепровода.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАБОЧЕГО РЕЖИМА ЛИНЕЙНОГО УЧАСТКА

Режим работы автономного линейного участка определяется на основании совмещения характеристики перекачивающей станции с характеристикой трубопровода, получаемой по результатам гидравлического расчета. При этом накладываются ограничения по минимальному требуемому и максимальному допустимому давлению в конце участка, а также максимальному давлению в начале участка.

Характеристика линейного участка строится в диапазоне возможного изменения расхода. Определение рабочего режима линейного участка проиллюстрируем на следующем примере. На рис. 1 изображена совмещенная характеристика участка и ПС. Цифрами на рис. 1 обозначены:

1 - характеристика трубопровода с учетом фиксируемого (требуемого) давления в конце участка;

2 - линия фиксируемого значения давления (подпор) на входе в ПС;

3-характеристика ПС с учетом фиксированного значения давления (подпора) на входе в ПС.

4 - линия разрешенного (максимально допустимого) давления P_d на входе в линейный участок.

Принятые обозначения характеристик используются далее по тексту для других графических построений.

Автономный режим работы участка (рис. 1) с расходом Q_p и давлением P_p в данном случае определяется точкой пересечения линий 1 и 3 - $A(Q_p, P_p)$. При этом $P_p < P_d$.

В случае ограничения давления в линейном участке величиной P_d (рис. 2) работа в точке $A(Q_p, P_p)$ невозможна. В данном случае рабочий режим участка будет определяться точкой $A^*(Q_p, P_d)$. При этом на станции избыточное давление $P_{др}$ должно быть дросселировано.

Гидравлический расчет линейного участка выполняется согласно традиционным методикам [2, 3, 4]. При этом необходимо исследование профиля участка на наличие перевальных точек.

Задача получения совмещенной характеристики линейного участка и ПС достаточно трудоемкая, поэтому для ее решения рекомендуется использование ЭВМ.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАБОЧЕГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО УЧАСТКА

Задача определения рабочего режима эксплуатационного участка решается на основании частных совмещенных характеристик линейных участков. Цель поставленной задачи - найти расход транспортируемого нефтепродукта при заданной комбинации включения насосов на ПС.

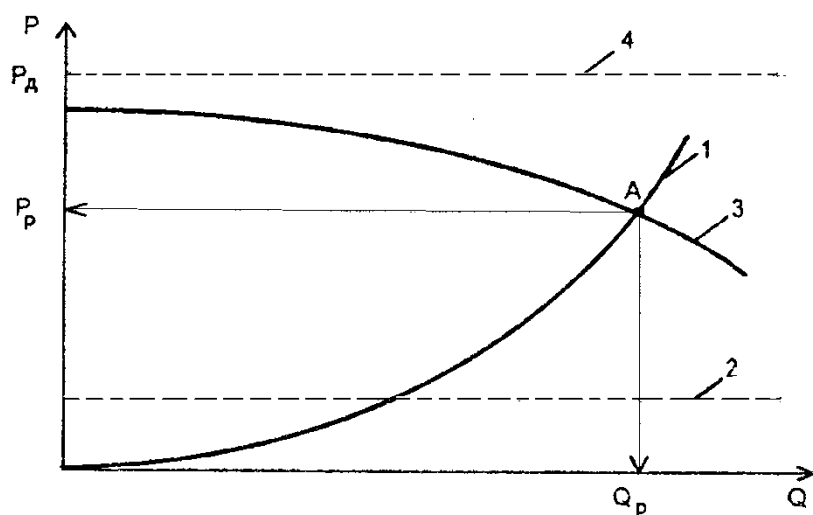


Рис. 1. Определение режима работы линейного участка при $P_p < P_d$

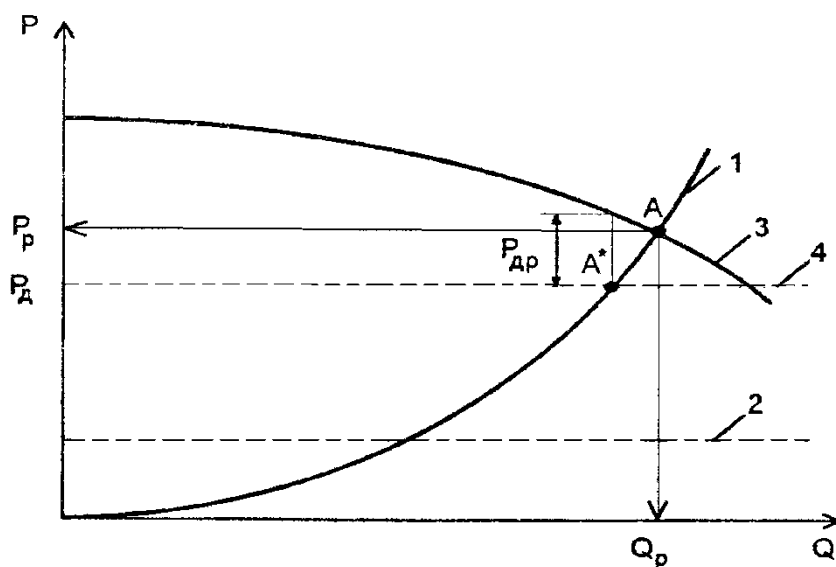


Рис. 2. Определение режима работы линейного участка при $P_p > P_d$

Дросселирование напора на ПС при этом должно быть минимальным либо вообще исключено.

С помощью алгоритма, предложенного Б.Н. Голубевым [1], можно определять фиксированные режимы работы эксплуатационного участка как НП, так и НПП, в том числе и при условии заполнения линейных участков различными нефтепродуктами.

В качестве примера рассмотрим эксплуатационный участок с тремя ПС. Суть представленного алгоритма заключается в следующем. Все характеристики линейных участков, выполненные в одном масштабе, размещаются друг под другом в порядке

возрастания их номеров (рис. 3). Используя принятые в п. 2 обозначения характеристик, введем дополнительные индексы для обозначения номера участка.

Практика эксплуатации магистральных НП и НПП показывает, что в подавляющем большинстве случаев линейные участки трубопровода не являются гидравлически равнозначными. Это происходит из-за различия длин и геодезических отметок участков, шероховатости стенок и диаметров трубопровода, а также других факторов.

В рассматриваемом примере частные режимы работы отдельных линейных участков характеризуются рабочими точками A_1 , A_2 и A_3 и соответствующими им расходами Q_1 , Q_2 , и Q_3 . Как видно из рис. 3, расход на последнем линейном участке Q_3 наименьший, т.е. этот участок является лимитирующим. При $P_{P3} = P_{03}$ расход Q_3 будет определять пропускную способность эксплуатационного участка. При этом излишнее давление на ПС-1 и ПС-2 должно дросселироваться. При $P_{P3} < P_{03}$ дросселирование давления на ПС-2 можно уменьшить или исключить полностью, повысив давление в конце 2-го линейного участка. Вследствие этого возрастет давление на приеме и выкиде ПС-3, в связи с чем повысится пропускная способность 3-го линейного участка. (Аналогично часть давления с ПС-1 может передаваться на ПС-2).

Порядок определения расчетного расхода эксплуатационного участка следующий.

Возможный расход первого участка (Q_1) определяется рабочей точкой A_1 . При этом все давление, развиваемое ПС-1, будет затрачиваться на преодоление линейных потерь. При расходах, меньших Q_1 , на ПС-1 создается избыток давления, величина которого, в зависимости от расхода, будет определяться эпюрой, ограниченной контуром

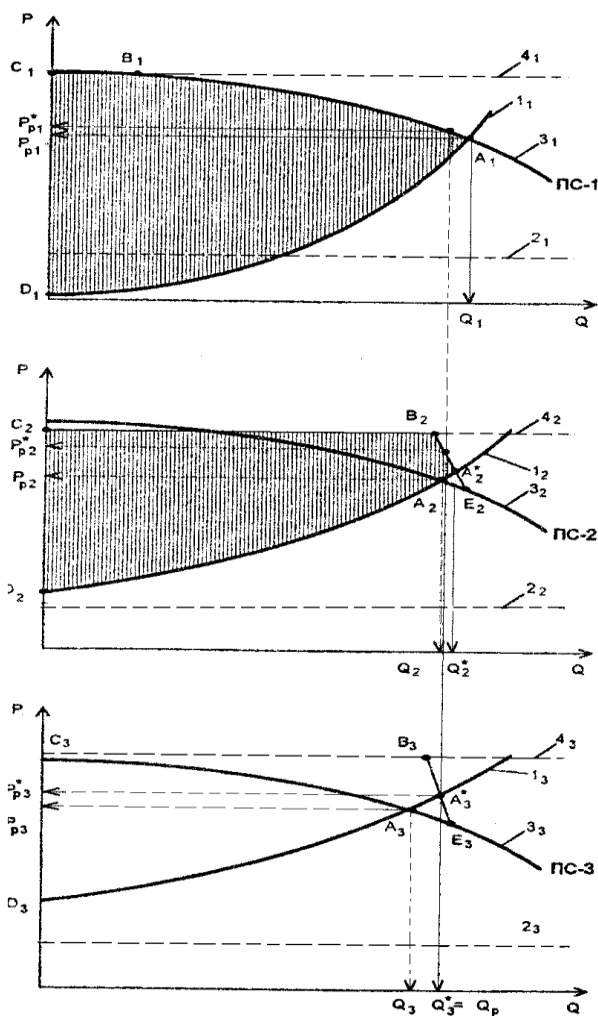


Рис. 3. Определение режима работы эксплуатационного участка с тремя работающими
 ПС ($Q_1 > Q_2 > Q_3$)

$A_1B_1C_1D_1A_1$. Таким образом, на ПС-2, в зависимости от расхода на 1-м линейном участке, может передаваться давление, соответствующее ординатам эпюры указанного выше контура.

Для определения эпюры давления, развиваемого ПС-2 в зависимости от расхода и передаваемого давления от ПС-1, необходимо сложить эпюру давлений, ограниченную линией 32, с эпюрой, ограниченной контуром $A_1B_1C_1D_1A_1$. При этом часть суммарной эпюры будет отсекается линией 4. Полученную в результате сложения линию $C_2B_2E_2$ назовем формальной характеристикой ПС-2. Полученная рабочая точка A^* на пересечении формальной характеристики $C_2B_2E_2$ и характеристики линейного участка 1_2 будет определять возможное значение расхода Q_2^* на втором участке. Контур $A_2^*B_2C_2D_2A_2^*$ ограничивает эпюру возможных избыточных давлений на ПС-2. Аналогично, эпюра $A_2^*B_2C_2D_2A_2^*$ складывается с характеристикой ПС-3, и

определяется рабочая точка **З** . Значение расхода на третьем линейном участке составит Q_3^* , которое меньше расходов Q_2^* и Q_1 . Оно и будет определять пропускную способность эксплуатационного участка. При этом рабочие давления ПС-1, ПС-2 и ПС-3 соответственно составят P_{p1}^* , P_{p2}^* и P_{p3}^* . В каждом случае дросселирование давления исключается полностью, а пропускная способность увеличивается до Q_3^* . Рассмотрим другой случай (рис. 4). Возможные расходы на линейных участках составляют Q_1 , Q_2 и Q_3 причем $Q_1 > Q_2$ и $Q_3 > Q_1$. В данном случае расход на эксплуатационном участке Q_p будет определяться пропускной способностью первых двух линейных участков. На ПС-3 будет за ненадобностью дросселироваться давление P_{dp} . Рассмотрим еще один вариант (рис. 5), при котором возможные расходы на линейных участках $Q_1 < Q_2$ и $Q_3 < Q_1$. В данном случае пропускная способность эксплуатационного участка будет определяться расходом Q_3^* . Рабочие давления ПС-1, ПС-2 и ПС-3 составят P_{p1} , P_{p2} и P_{p3} соответственно. Следует отметить, что передача значительного давления с предыдущих ПС на последующие возможна обычно при реализации режимов работы, соответствующих неполной загрузке НП (НПП)

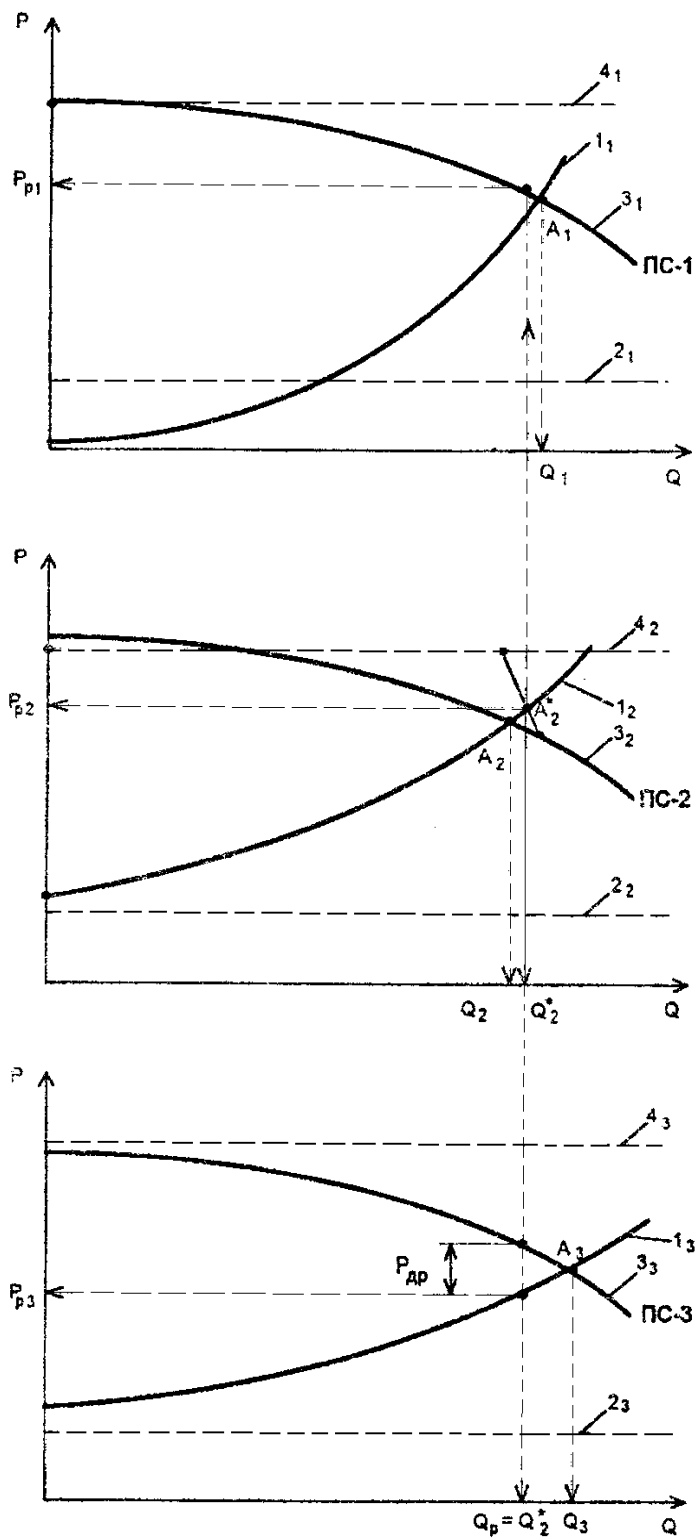


Рис. 4. Определение режима работы эксплуатационного участка при

$$Q_1 > Q_2 \text{ и } Q_3 > Q_1 > Q_2$$

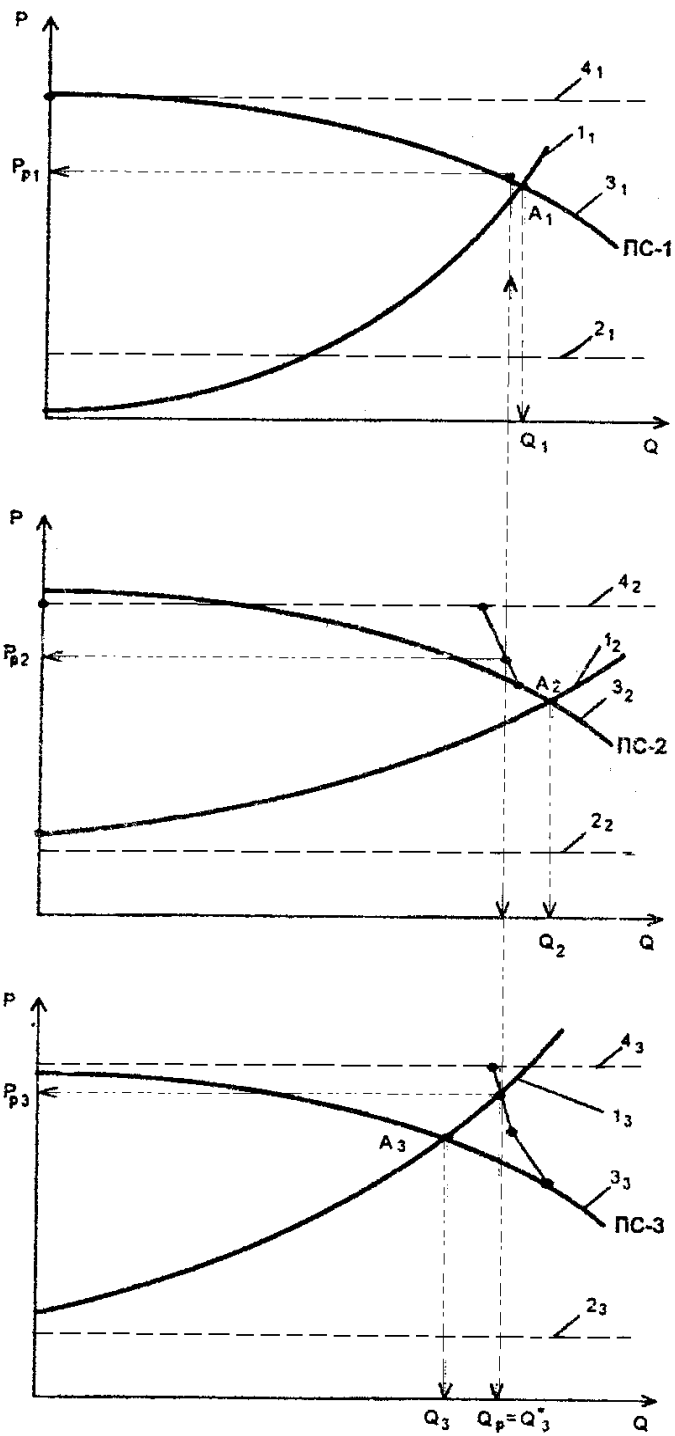


Рис. 5. Определение режима работы эксплуатационного участка при $Q_1 < Q_2$ и $Q_3 < Q_1$

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЯДА ВОЗМОЖНЫХ И ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ НЕФТЕПРОВОДА

Аналогично вышеизложенному определяются режимы работы эксплуатационного участка при различных вариантах включения насосов и ПС. В результате чего получается технологическая карта возможных режимов.

Полученные режимы характеризуются определенным значением удельной потребляемой мощности ($N_{уд}$) и уровнем удельных затрат на электроэнергию ($S_{уд}$). Выбрав в качестве критерия один из этих показателей, можно представить ряд возможных режимов в координатах, например, $Q - N_{уд}$ или $Q - S_{уд}$ (рис. 6, 7).

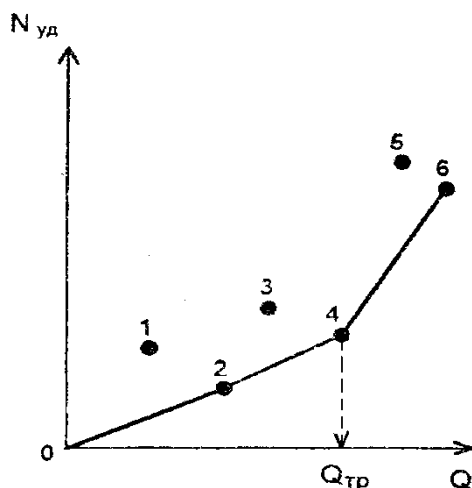


Рис. 6

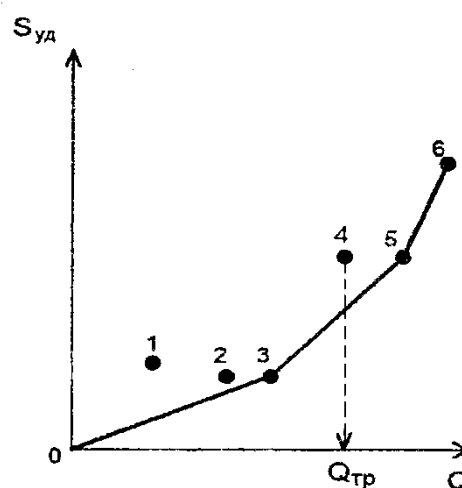


Рис. 7

На рис. 6 режимы 0, 2, 4 и 6 будут определять ряд оптимальных режимов по критерию $N_{уд}$, поскольку они принадлежат выпуклой кусочно-линейной оболочке ряда возможных режимов и, следовательно, характеризуются наименьшими значениями удельной потребляемой мощности. Работа на режимах 1, 3 и 5 не является целесообразной.

При различных значениях тарифов на электроэнергию на перекачивающих станциях эксплуатационного участка более логично использовать в качестве критерия сумму удельных выплат энергосистемам (рис. 7). В этом случае

оптимальными могут быть другие режимы (согласно рис. 7, это режимы 0, 3, 5 и 6). Следует дать пояснения к определению $N_{уд}$ и $S_{уд}$. Мощность, потребляемая электродвигателем из сети N , кВт, определяется по формуле

$$N = \frac{10^{-3}}{3600} \cdot \frac{Q \cdot H \cdot \rho \cdot g}{\eta_n \cdot \eta_{эл} \cdot \eta_{мех}}, \quad (1)$$

где Q - производительность насоса, м³/ч;

H - напор, развиваемый насосом при заданной производительности, м;

ρ - плотность перекачиваемого нефтепродукта, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

η_n - коэффициент полезного действия насоса при заданной производительности;

$\eta_{эл}$ - коэффициент полезного действия электродвигателя ;

$\eta_{мех}$ - коэффициент полезного действия механической передачи (для механической муфты можно принять $\eta_{мех}=0,99$)

Коэффициент полезного действия электродвигателя зависит от его загрузки и определяется по формуле

$$\eta_{эл} = \frac{N_n}{N_n + \Delta N} \quad (2)$$

где N_n - мощность на валу электродвигателя, кВт (определяется по формуле (1) без учета $\eta_{эл}$);

ΔN - потеря мощности двигателя, кВт.

Для практических расчетов потерю мощности двигателя допускается определять по формуле

$$\Delta N = \frac{1}{2} \left(\frac{1 - \eta_{ном}}{\eta_{ном}} \right) \cdot N_{ном} \cdot (1 + k_3^2), \quad (3)$$

где $\eta_{ном}$ - коэффициент полезного действия электродвигателя при номинальной нагрузке;

$N_{ном}$ - номинальная мощность электродвигателя, кВт;

k_3 - коэффициент загрузки электродвигателя, определяемый по формуле

$$k_3 = \frac{N_H}{N_{НОМ}}, \quad (4)$$

В случае применения асинхронных электродвигателей значение N в формуле (1) следует скорректировать с учетом изменения $\cos \varphi$ электродвигателя в зависимости от коэффициента загрузки.

Значение суммарной удельной потребляемой мощности НП (НПП) при работе на k -м режиме рассчитываем по формуле

$$N_{y\partial k} = \frac{1}{Q_k} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (N_k)_{ij}, \quad (5)$$

где Q_k - пропускная способность НПП при k -м режиме;

n - число ПС, работающих при k -м режиме;

m - число работающих насосных агрегатов на i -й ПС при реализации k -го режима;

$(N_k)_{ij}$ - мощность, потребляемая j -м насосным агрегатом i -й ПС при k -м режиме, определяемая на основании формулы (1).

Значение удельных выплат энергосистемам при k -м режиме определяется из выражения

$$S_{y\partial k} = \sum_{i=1}^n (S_{y\partial N_k} + S_{y\partial W_k})_i, \quad (6)$$

где $S_{y\partial N_{ki}}$ - удельные выплаты за заявленную мощность при работе i -й ПС на k -м режиме;

$S_{y\partial W_{ki}}$ - удельные выплаты за потребляемую электроэнергию i -й ПС на k -м режиме;

$$S_{y\partial N_k} = \frac{C_{Ni}}{Q_k \cdot T_{\text{тар}}} \cdot \sum_{j=1}^m (N_{ki})_j; \quad (7)$$

$$S_{y\partial W_{ki}} = \frac{C_{wi}}{Q_k} \sum_{j=1}^m (N_{ki})_j, \quad (8)$$

где C_{Ni} - основная плата за электроэнергию на i -й ПС, руб/кВт;

$T_{\text{тар}}$ - тарифное время, за которое взимается основная плата, ч; C_{wi} - дополнительная плата за потребляемую электроэнергию на i -й ПС, руб/(кВтч).

То есть выражение (6) можно переписать в виде

$$S_{y\partial k} = \frac{1}{Q_k} \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{C_N}{T_{\text{тап}}} + C_W \right) \cdot \sum_{j=1}^m (N_{ki})_j \right]_i, \quad (9)$$

5. Выбор рабочих режимов при фиксированном плане перекачки

При эксплуатации нефтепроводов (НПП) наблюдается нестабильность их загрузки. Диапазон изменения загрузки достаточно широк. Поэтому остается задача определения рационального режима эксплуатации НП (НПП) при фиксированном (текущем) уровне загрузки за плановый период. В этом случае известен объем, подлежащий перекачке $V_{\text{пл}}$, и плановое время $T_{\text{пл}}$. Соответствующее им значение требуемой производительности НП (НПП) определится из выражения

$$Q_{\text{тр}} = \frac{V_{\text{пл}}}{T_{\text{пл}}}. \quad (10)$$

Предположим, значение $Q_{\text{тр}}$ соответствует изображенному на рис.7. Известно, что в данном случае с точки зрения энергозатрат более целесообразна циклическая перекачка при режимах 3 и 5, хотя работа на режиме 4 будет более стабильной.

Время работы на режимах 3 и 5 за период $T_{\text{пл}}$ определится из выражений

$$\left. \begin{aligned} Q_3 \cdot T_3 + Q_5 \cdot T_5 &= V_{\text{пл}} \\ T_3 + T_5 &= T_{\text{пл}} \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

Следует заметить, что при прочих равных условиях предпочтительны режимы менее напряженные по давлению и цикличности нагружения трубопровода.

6. ПРИМЕР РАСЧЕТА

Нефтепровод состоит из четырех линейных участков (ЛУ). В начале каждого линейного участка расположена перекачивающая станция (ПС). В конце четвертого ЛУ расположен конечный пункт КП. Перекачивающие станции оборудованы магистральными насосами НМ-2500--230, подпор на головной ПС обеспечивается насосом НМП 2500-74.

Характеристики насосных агрегатов приведены на рис 8,9 ; характеристики электропривода насосов—в табл. 1.

Характеристика электропривода насосов

Марка насоса	НМ 2500-230	НМП 2500-74
Марка электродвигателя	СТД 2000-2	ДС 118/44-6
Номинальная мощность $N_{ном}, кВт$	2000	800
КПД при номинальной загрузке $\eta_{ном}$	0,97	0,95

По нефтепроводу транспортируется нефть, имеющая плотность $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$ и вязкость $\nu = 20 \text{ мм}^2/\text{с}$. Диаметр D_H , толщина стенки δ и эквивалентная шероховатость K_s стенки трубопровода на каждом линейном участке одинаковы и составляют соответственно: $D_H = 720 \text{ мм}$; $\delta = 10 \text{ мм}$; $K_s = 0,2 \text{ мм}$.

Геометрическая характеристика линейных участков, значения допустимого давления в начале, а также допустимого давления и требуемого го напора в конце приведены в табл.2.

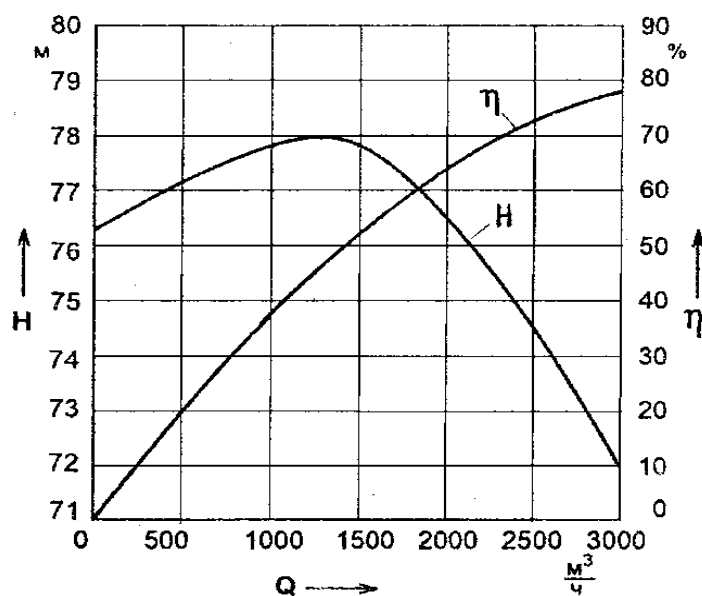


Рис. 8. Характеристика насоса НМП 2500-74

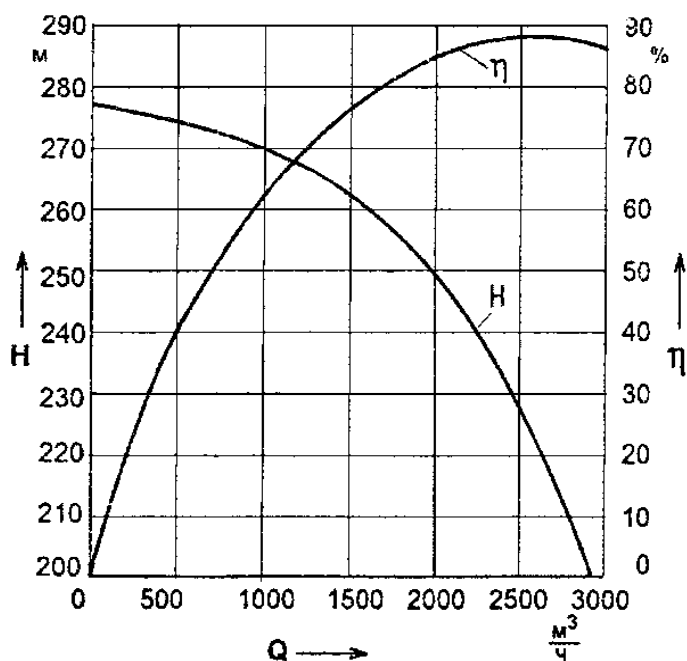


Рис. 9. Характеристика насоса НМ 2500-230

Таблица 2

Геометрические и технологические параметры линейных участков

Номер линейного участка	Длина участка	ΔZ , м	$P_{дон}$, МПа ($H_{дон}$, м)	$P_{ex\ max}$, МПа ($H_{ex\ max}$, м)	$H_{треб}$, м
1	90	35	6,2 (743,5)	2,5 (300)	74
2	105	-40	6,0 (719,5)	2,5 (300)	74
3	95	15	6,2 (743,5)	2,5 (300)	74
4	110	5	6,0 (719,5)	2,5 (300)	30

Перекачивающие станции нефтепровода принадлежат различным энергосистемам, значения тарифов на электроэнергию которых приведены в табл. 3.

Таблица 3

Значения тарифов на электроэнергию

Перекачивающая станция	Основная плата за электроэнергию	Дополнительная плата за потребляемую
---------------------------	-------------------------------------	---

	C_N , руб/кВт	электроэнергию C_W , руб/(кВт · ч)
ПС-1	33000	45
ПС-2	25000	40
ПС-3	30000	50
ПС-4	20000	60

В качестве примера рассмотрим работу нефтепровода на одном из возможных режимов, когда в работе находятся ПС-1 и ПС-3, а ПС-2 и ПС-4 отключены. В свою очередь, на ПС-1 работают один подпорный и два магистральных насоса, а на ПС-3 — один магистральный насос.

Гидравлический расчет линейных участков выполнен на ЭВМ согласно методик [2, 3]. Совмещенные характеристики линейных участков и ПС выполнены в координатах Q-H (поскольку по трубопроводу перекачивается монопродукт) и представлены на рис. 10.

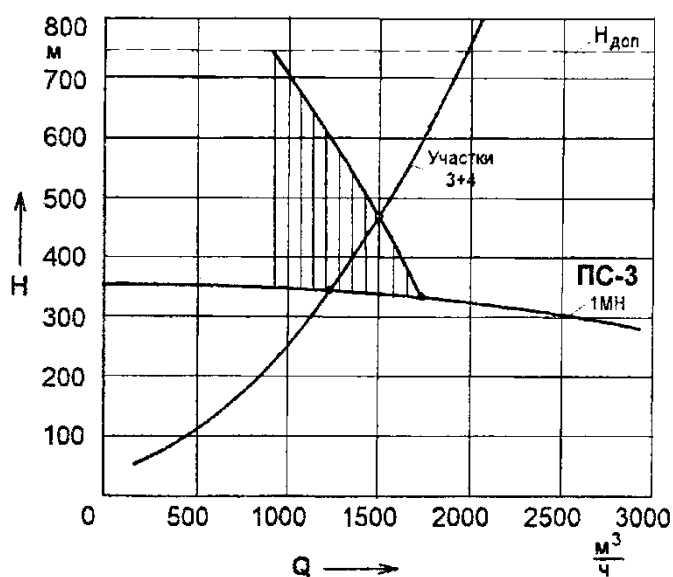
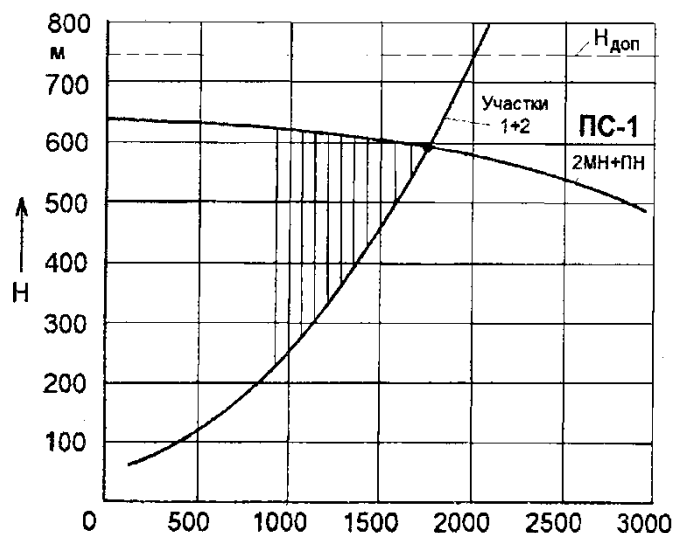


Рис. 10. Совмещенные характеристики ПС-1 и ПС-3 и участков нефтепровода (для рассматриваемого варианта перекачки)

На основании графических построений в рассматриваемом случае расчетный расход в трубопроводе составляет $Q=1500 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Для данного значения расхода с характеристик магистрального и подпорного насосов снимаются значения напора и КПД:

— магистральный насос: $H_{\text{МН}}=262 \text{ м}$; $\eta_{\text{МН}}=0,76$;

— подпорный насос: $H_{\text{ПН}}=77,5 \text{ м}$; $\eta_{\text{ПН}}=0,52$.

Коэффициент механической передачи (механическая муфта)

примем равным $\eta_{\text{мех}}=0,99$

Определим мощность, потребляемую электродвигателем магистрального насосного агрегата.

Из выражения (1) определяется мощность на валу электродвигателя

$$N_{\text{н мн}} = \frac{10^{-3}}{3600} \cdot \frac{Q \cdot H_{\text{мн}} \cdot \rho \cdot g}{\eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{мех}}} = \frac{10^{-3}}{3600} \cdot \frac{1500 \cdot 262 \cdot 850 \cdot 9,81}{0,76 \cdot 0,99} = 1209,8 \text{ кВт.}$$

По формуле (4) определяем коэффициент загрузки электродвигателя

$$K_{3 \text{ мн}} = \frac{N_{\text{н мн}}}{N_{\text{ном мн}}} = \frac{1209,8}{2000} = 0,605.$$

По формуле (3) находим потерю мощности двигателя

$$\begin{aligned} \Delta N_{\text{мн}} &= \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1 - \eta_{\text{ном мн}}}{\eta_{\text{ном мн}}} \right) \cdot N_{\text{ном мн}} \cdot (1 + K_{3 \text{ мн}}^2) \\ &= \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1 - 0,97}{0,97} \right) \cdot 2000 \cdot (1 + 0,605^2) = 42,2 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Коэффициент полезного действия электродвигателя магистрального насоса рассчитываем по формуле (2)

$$\eta_{\text{эл мн}} = \frac{N_{\text{н мн}}}{N_{\text{н мн}} + \Delta N_{\text{мн}}} = \frac{1209,8}{1209,8 + 42,2} = 0,966.$$

По формуле (1) определяем мощность, потребляемую электродвигателем

$$N_{\text{мн}} = \frac{N_{\text{н мн}}}{\eta_{\text{эл мн}}} = \frac{1209,8}{0,966} = 1252,4 \text{ кВт.}$$

Аналогично, в той же последовательности, рассчитывается мощность, потребляемая электродвигателем подпорного насоса, которая составляет $N_{\text{пн}} = 553,1 \text{ кВт}$

Определяем удельную потребляемую мощность:

— для ПС-1

$$N_{\text{уд пс-1}} = \frac{2N_{\text{мн}} + N_{\text{пн}}}{Q} = \frac{2 \cdot 1252,4 + 553,4}{1500} = 2,038 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3/\text{ч}}$$

— для ПС-3

$$N_{\text{уд пс-3}} = \frac{N_{\text{мн}}}{Q} = \frac{1252,4}{1500} = 0,835 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3/\text{ч}}.$$

Суммарная удельная потребляемая мощность составит

$$N_{\text{уд}} = N_{\text{уд пс-1}} + N_{\text{уд пс-3}} = 2,038 + 0,835 = 2,873 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3/\text{ч}} .$$

Определяем удельные выплаты энергосистемам:

— для ПС-1

$$\begin{aligned} S_{\text{уд пс-1}} &= \left(\frac{C_{\text{N ПС-1}}}{T_{\text{тар}}} + C_{\text{W ПС-1}} \right) \cdot N_{\text{уд пс-1}} = \left(\frac{33000}{24 \cdot 30} + 45 \right) \cdot 2,038 \\ &= 185,14 \frac{\text{руб}}{\text{м}^3} ; \end{aligned}$$

— для ПС-3

$$\begin{aligned} S_{\text{уд пс-3}} &= \left(\frac{C_{\text{N ПС-3}}}{T_{\text{тар}}} + C_{\text{W ПС-3}} \right) \cdot N_{\text{уд пс-3}} = \left(\frac{33000}{24 \cdot 30} + 45 \right) \cdot 0,835 \\ &= 76,52 \frac{\text{руб}}{\text{м}^3} . \end{aligned}$$

Суммарные удельные выплаты энергосистемам составят

$$S_{\text{уд}} = S_{\text{уд пс-1}} + S_{\text{уд пс-3}} = 185,14 + 76,52 = 261,66 \frac{\text{руб}}{\text{м}^3} .$$

Суммарные выплаты энергосистемам для рассматриваемого режима работы нефтепровода составят

$$S = S_{\text{уд}} \cdot Q = 261,66 \cdot 1500 = 392490 \frac{\text{руб}}{\text{ч}} .$$

Остальные режимы работы нефтепровода определены аналогично, согласно методике, изложенной в п. 3. В табл. 4 приведены результаты расчета параметров работы нефтепровода, в табл. 5 — характеристика режимов работы по удельным показателям.

Таблица 4

Результаты расчета параметров работы нефтепровода

Режим	Расход в трубопроводе Q, м ³ /ч	Напор насоса, м		К.П.Д. насоса, %		Линейный участок (ПС)	Число работающих магистральных насосов
		подпорного $h_{пн}$	магистрального $h_{мн}$	подпорного $\eta_{пн}$	магистрального $\eta_{мн}$		
1	2	3	4	5	6	7	8
0	195	77	-	8	-	1	0
						2	0
						3	0
						4	0
1	855	77,5	271,5	33	57	1	1
						2	0
						3	0
						4	0
2	1230	78	267	44	69	1	2
						2	0
						3	0
						4	0
3	1500	77,5	262	52	76	1	3
						2	0
						3	0
						4	0

1	2	3	4	5	6	7	8
4	1230	78	267	44	64	1	1
						2	0
						3	1
						4	0
5	1500	77,5	262	52	76	1	2
						2	0
						3	1
						4	0
6	1740	77,5	256	57	81	1	2
						2	0
						3	2
						4	0
7	1880	77	253	60	83	1	3
						2	0
						3	2
						4	0
8	2000	76,5	249	62,5	84,5	1	3
						2	0
						3	3
						4	0
9	2120	76	245	65	86	1	2
						2	1
						3	2
						4	1
10	2260	75,5	240	67	87	1	2
						2	2
						3	2
						4	1
11	2410	75	234	70	88	1	2
						2	2
						3	2
						4	2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	2520	74,5	228	72	88	1	3
						2	2
						3	2
						4	2
13	2620	74	223	73,5	88	1	3
						2	2
						3	3
						4	2
14	2620	74	223	73,5	88	1	3
						2	3
						3	3
						4	2
15	2780	73	213	76	87,5	1	3
						2	3
						3	3
						4	3
16	1500	77,5	262	52	76	1	1
						2	1
						3	1
						4	0
17	1680	77,5	258	56	79	1	1
						2	1
						3	1
						4	1
18	1940	77	251	61.5	84	1	2
						2	1
						3	1
						4	1

Характеристика режимов работы нефтепровода по удельным показателям

Номер режима перекачки	Расход Q, м ³ /ч	Уд. мощность N _{уд.} , кВт/(м ³ /ч)	Уд. выплаты S _{уд.} , руб/м ³	Выплаты энергосистемам S, руб/ч
0	195	2,39	217,31	42375
1	855	1,74	158,17	135239
2	1230	2,32	210,31	258687
3	1500	2,87	260,96	391434
4	1230	2,32	211,10	259649
5	1500	2,87	261,65	392477
6	1740	3,39	309,59	538686
7	1880	4,00	364,75	685734
8	2000	4,58	417,41	834829
9	2120	4,42	389,35	825431
10	2260	4,95	427,23	965549
11	2410	5,40	267,12	1125757
12	2520	5,89	511,69	1289459
13	2620	6,37	556,37	1457683
14	2620	6,98	602,08	1577459
15	2780	7,29	629,72	1750627
16	1500	2,87	248,20	372305
17	1680	3,50	303,65	510137
18	1940	3,92	342,93	665283

Характеристика режимов по удельной потребляемой мощности приведена на рис. 11. Режимы, лежащие на выпуклой кусочно-линейной оболочке, будут оптимальными по данному критерию. Характеристика режимов по удельным выплатам энергосистемам приведена на рис. 12. Аналогично определен ряд оптимальных режимов по удельным выплатам энергосистемам.

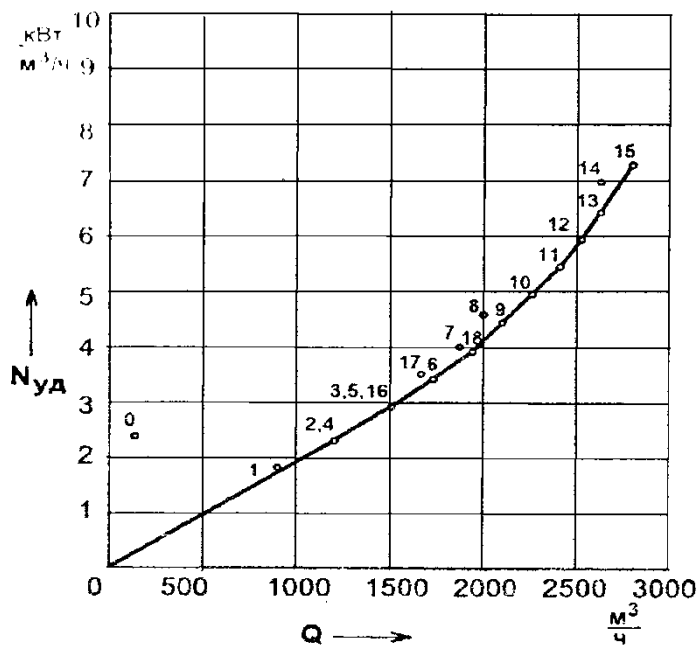


Рис. 11. Характеристика режимов по удельной потребляемой мощности

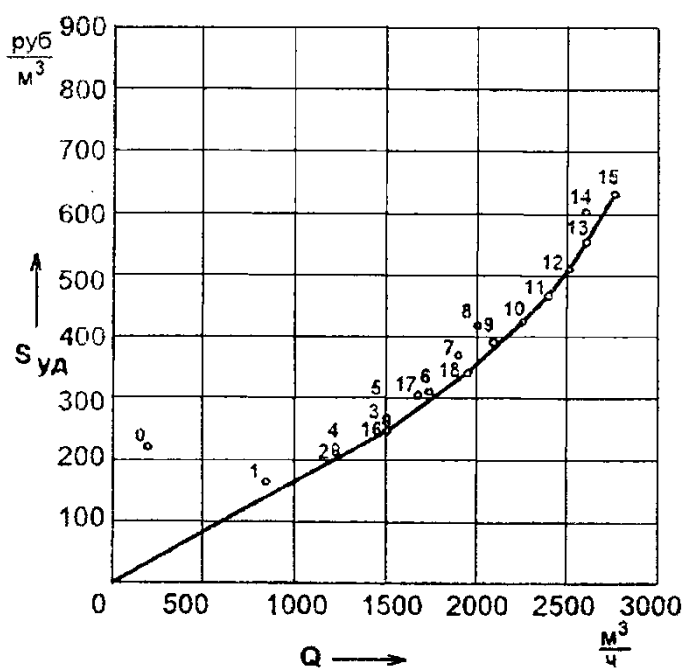


Рис. 12. Характеристика режимов по удельным выплатам энергосистемам

В рассмотренном примере логично использовать в качестве критерия значение удельных выплат энергосистемам. Рациональные режимы работы нефтепровода выделены в табл. 5. жирным наклонным шрифтом. В ней не приведен режим остановки (который также принадлежит к ряду оптимальных). То есть, в зависимости от требуемой пропускной способности на текущий период работы нефтепровода, рациональна реализация только

режимов 16, 18, 10, 11, 12, 13 и 15. При этом в диапазоне расходов от 0 до Q_{16} целесообразна работа на 16 режиме с остановками перекачки.

В диапазоне $Q_{16} < Q_{тр} < Q_{18}$ целесообразна циклическая перекачка на двух соседних к требуемому расходах из ряда оптимальных, то есть:

при $Q_{16} < Q_{тр} < Q_{18}$ —на режимах 16 и 18;

при $Q_{18} < Q_{тр} < Q_{10}$ —на режимах 18 и 10;

при $Q_{10} < Q_{тр} < Q_{11}$ —на режимах 10 и 11;

при $Q_{11} < Q_{тр} < Q_{12}$ —на режимах 11 и 12;

при $Q_{12} < Q_{тр} < Q_{13}$ —на режимах 12 и 13;

при $Q_{13} < Q_{тр} < Q_{15}$ —на режимах 13 и 15.

Время работы на каждом режиме рассчитывается, исходя из $V_{пл}$ и $T_{пл}$ аналогично (11).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Голубев Б.Н. Методика гидравлического расчета трубопроводов при последовательной перекачке . - Уфа: Изд. ВНИИСПТНефть, 1976 . -58 с.
2. Козачук Б.А. Расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие. -Уфа: Изд. Уфим. нефт. ин-та, 1992 . -73 с.
3. Расчет разветвленных нефтепродуктопроводов: Методические указания / Сост. В.Ф. Новоселов, Б.А. Козачук, А.М. Нечваль - Уфа: Изд. Уфим. нефт. ин-та, 1990 . - 52 с.
4. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудрое и др. - 2-е изд. - М.: Недра, 1988. - 368 с.