

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Лекция №5

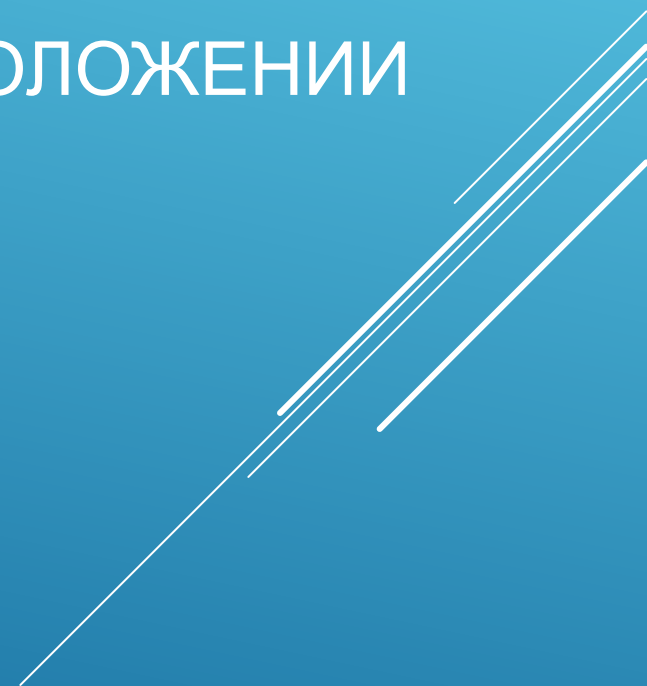


ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ. РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДОВ.

Магистральные трубопроводы.

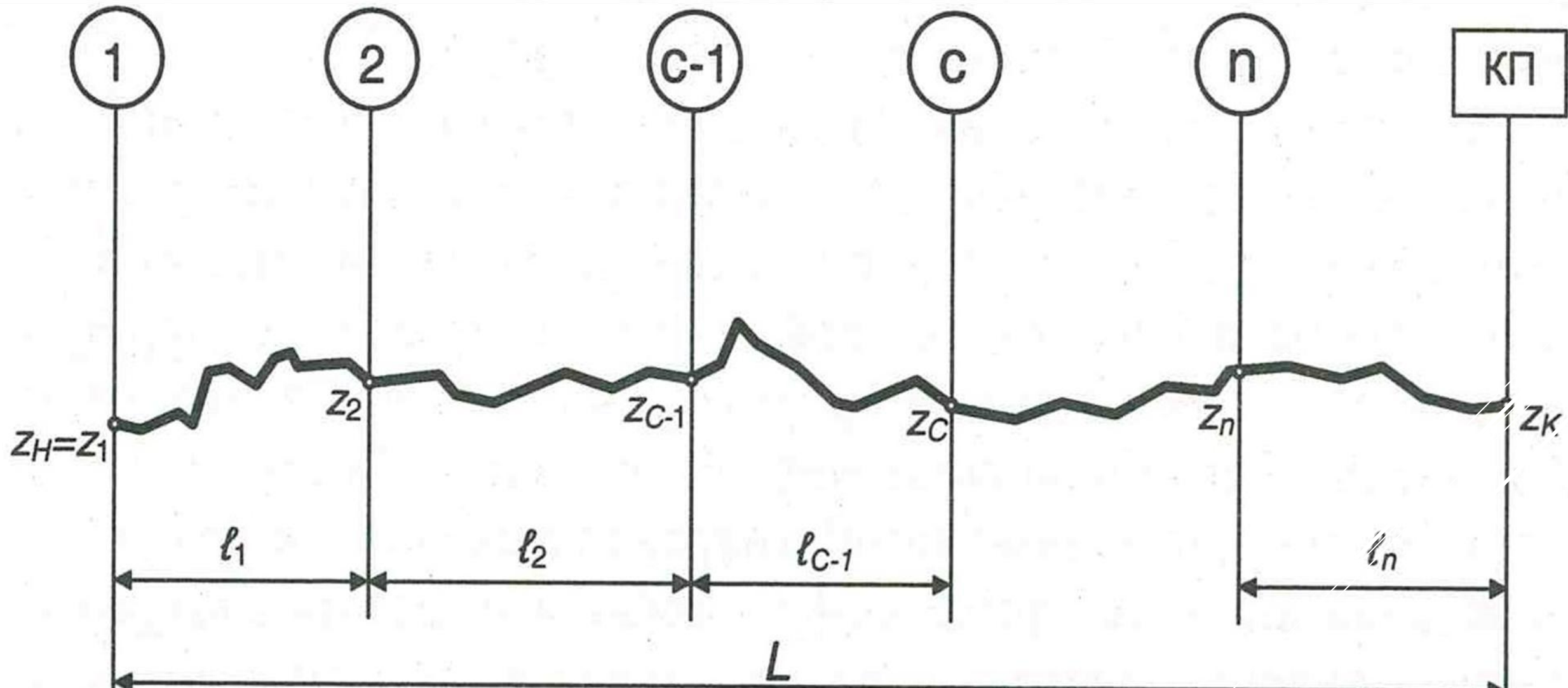
Лекция №5

РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ЗАДАННОМ ПОЛОЖЕНИИ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ



В соответствии с нормами технологического проектирования, перекачивающие станции предпочтительно размещать вблизи населенных пунктов, источников энерго- и водоснабжения, существующей сети железных и шоссейных дорог. Кроме того, определенные требования предъявляются и к площадкам НПС. Таким образом, в ряде случаев местоположение НПС может быть задано изначально.

При этом в процессе проектирования приходится решать обратную задачу: не выполнять расстановку НПС с учетом их требований к напору и подпору, а проверять выполнение условий по допустимым напорам и подпорам станций при их заданном расположении по трассе.



Рассмотрим расчетную схему нефтепровода с фиксированным

В пределах эксплуатационного участка подпор на входе c -й НПС и напор на ее выходе определяются выражениями

$$\Delta H_c = h_{\Pi} + \sum_{j=1}^{c-1} H_{CTj} - \Delta z_c - 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \sum_{j=1}^{c-1} \ell_j, \quad (3.67)$$

$$H_{ПС c} = \Delta H_c + H_{CT c}, \quad (3.68)$$

где Δz_c — разность геодезических отметок c -й НПС и начала нефтепровода, $\Delta z_c = z_c - z_1$; H_{CTj} — напор, развиваемый насосами j -й НПС, $H_{CTj} = m_{Mj} \cdot (a_{Mj} - b_{Mj} \cdot Q^{2-m})$; m_{Mj} — количество работающих магистральных насосов на j -й НПС; Q — производительность трубопровода, определяемая из уравнения баланса напоров для магистрали в целом.

В этих уравнениях предусматривается, что собственные напоры перекачивающих станций могут быть различными (количество работающих насосов, сменные роторы, обточка колес).

Для каждой j -й НПС вычисляются значения фактического подпора ΔH_j и напора $H_{ПСj}$, которые должны удовлетворять условиям

$$\Delta H_j \geq \Delta H_{\min j}; \quad (3.69)$$

$$H_{ПСj} \leq H_{ПС \max j}; \quad (3.70)$$

где $\Delta H_{\min j}$, $H_{ПС \max j}$ — соответственно разрешенные значения минимального подпора на входе и максимального напора на выходе j -й ПС.

Если не выполняется условие (3.69), то следует принять меры к уменьшению гидравлического сопротивления отдельных перегонов (устройство лупингов или вставок большого диаметра). При нарушении условия (3.70) возникает необходимость уменьшения напора, развиваемого насосами отдельных перекачивающих станций (отключение части насосов, обточка рабочих колес, применение сменных роторов, дросселирование).

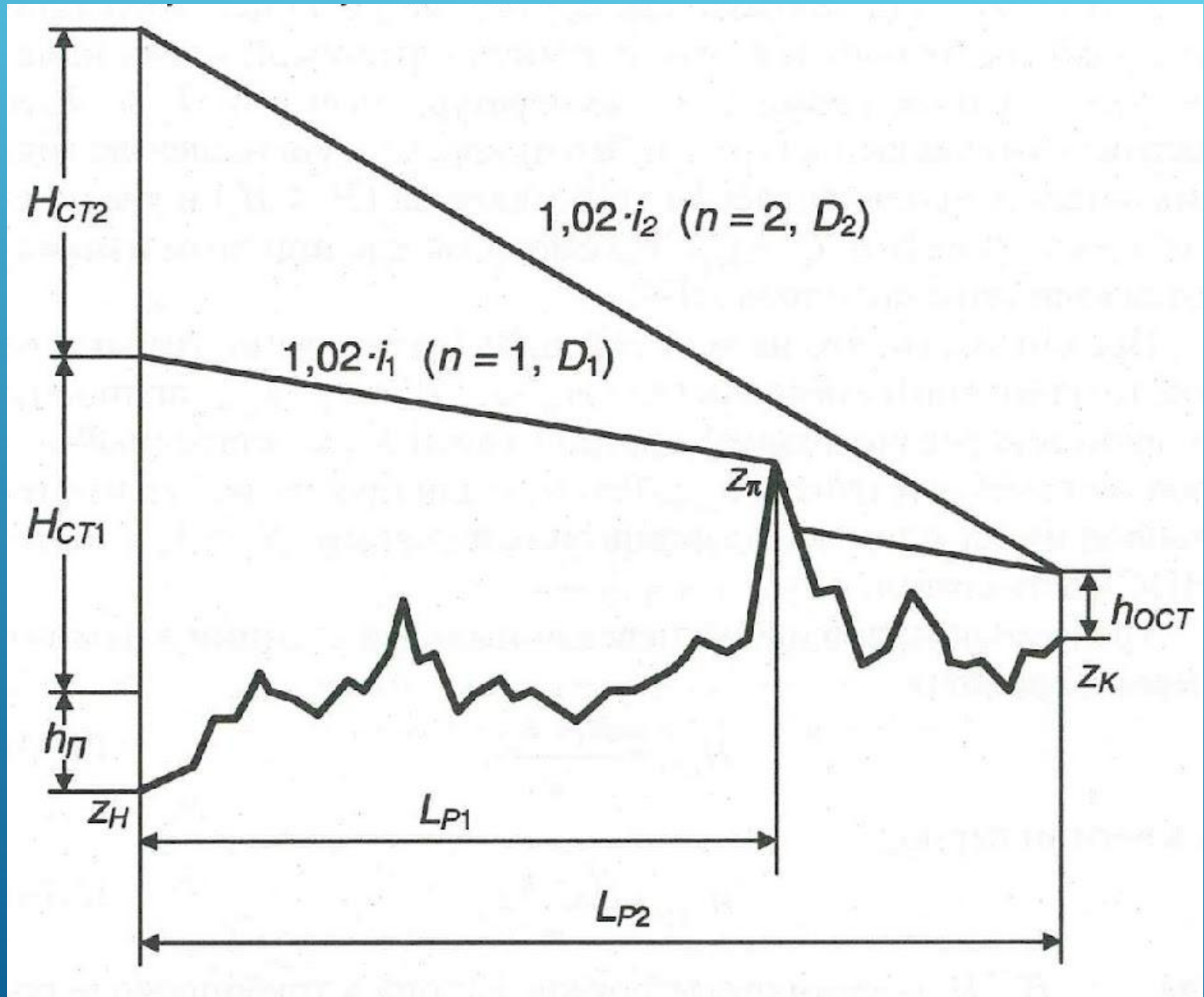
РАСЧЕТ КОРОТКИХ ТРУБОПРОВОДОВ



При незначительной протяженности нефтепровода для перекачки требуется одна либо две НПС. Следовательно, расчет коротких нефтепроводов сводится к выбору наиболее выгодного варианта при двух значениях числа станций $n_1=1$ и $n_2=2$.

Для каждого варианта определяется расчетная длина L_{pj} и величина Δz_j . Для этого по заданной производительности Q определяются h_m и h_p . Из начальной точки откладывается подпор h_p и напоры станций $H_{ст1}$ и $H_{ст2}$, а из конечной – величина остаточного напора $h_{ост}$. Соединив полученные точки, получают линии гидравлических уклонов i_1 и i_2 .

В общем случае при анализе профиля нефтепровода могут быть выявлены перевальные точки, и расчетная длина для каждого из рассматриваемых вариантов может быть различной.



При наличии ПТ из уравнения баланса напоров исключается $h_{ост}$, а разность геодезических отметок составит $\Delta z_j = z_{Пj} - z_H$. Если перевальные точки отсутствуют, то $L_{Pj} = L$, $\Delta z_j = z_K - z_H$.

Уравнение баланса напоров при j работающих станциях имеет вид

$$h_{\Pi} + j \cdot H_{CT} = 1,02 \cdot \beta \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{D_j^{5-m}} L_{Pj} + \Delta z_j + h_{OCT}, \quad (3.71)$$

откуда

$$D_j = \left(\frac{1,02 \cdot \beta \cdot Q^{2-m} \cdot v^m \cdot L_{Pj}}{h_{\Pi} + j \cdot H_{CT} - \Delta z_j - h_{OCT}} \right)^{\frac{1}{5-m}}. \quad (3.72)$$

Далее полученные значения диаметров округляются до ближайших стандартных значений в большую сторону, и выполняется сопоставительный экономический расчет по каждому конкурирующему варианту.

ИЗМЕНЕНИЕ ПОДПОРА ПЕРЕД СТАНЦИЯМИ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ВЯЗКОСТИ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ НЕФТИ



В течение года температура среды, окружающей трубопровод, а, следовательно, и вязкость транспортируемой нефти изменяются. В случае повышения температуры нефти от T_1 до T_2 ее вязкость уменьшается $\nu_2 < \nu_1$. Это приводит к уменьшению гидравлического сопротивления трубопровода ($H_2 < H_1$) и увеличению расхода нефти ($Q_2 > Q_1$). Рассмотрим изменение подпоров на НПС.

Предположим, что на всех насосных станциях установлено одинаковое оборудование ($A = m_m \cdot a_m$; $B = m_m \cdot b_m$), подпор на ГНПС равен $h_{п}$, а остаточный напор $h_{ост}$; число эксплуатационных участков $N_{э} = 1$, а число НПС составляет n .

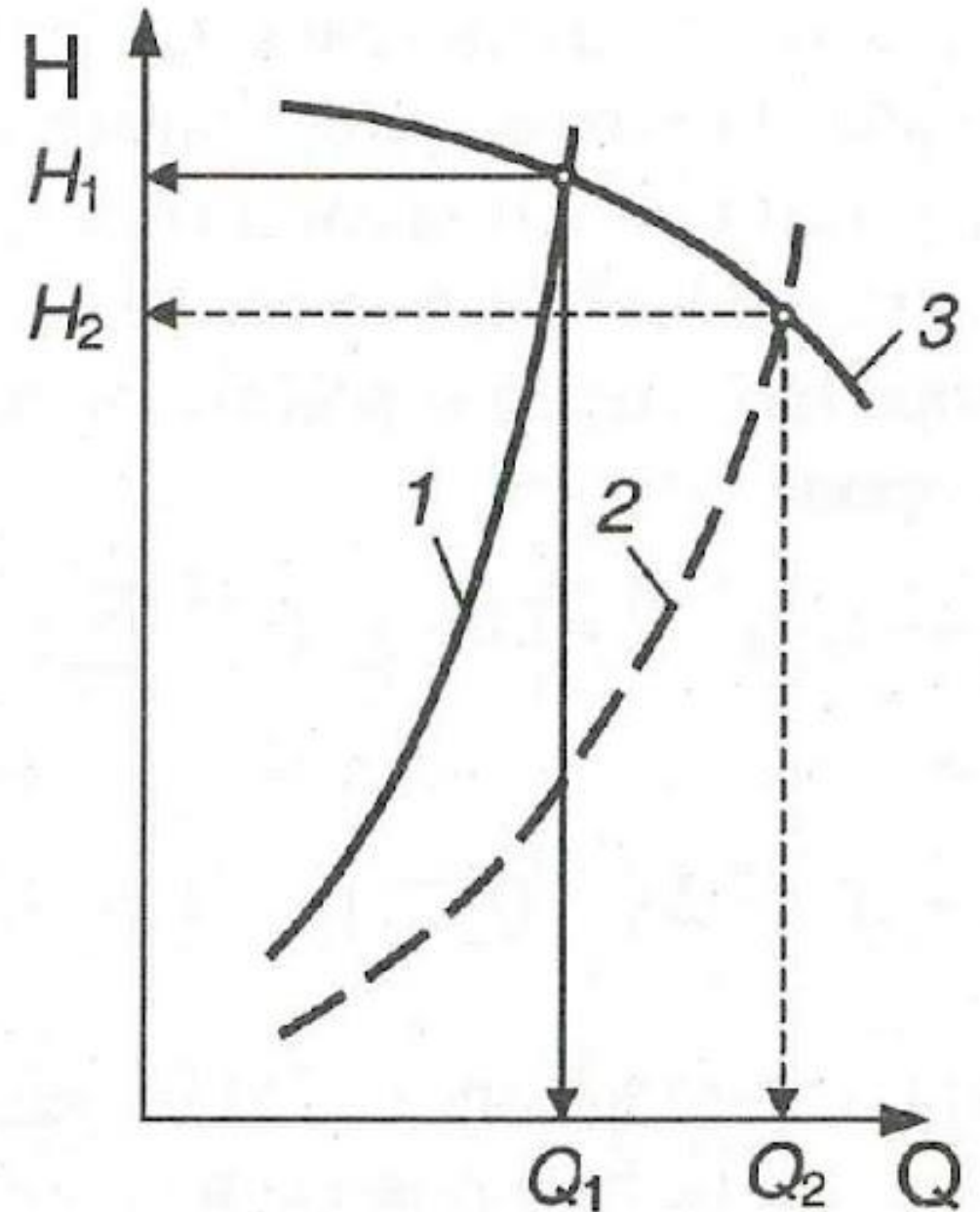
Требуемый напор одной перекачивающей станции в зимний период составляет

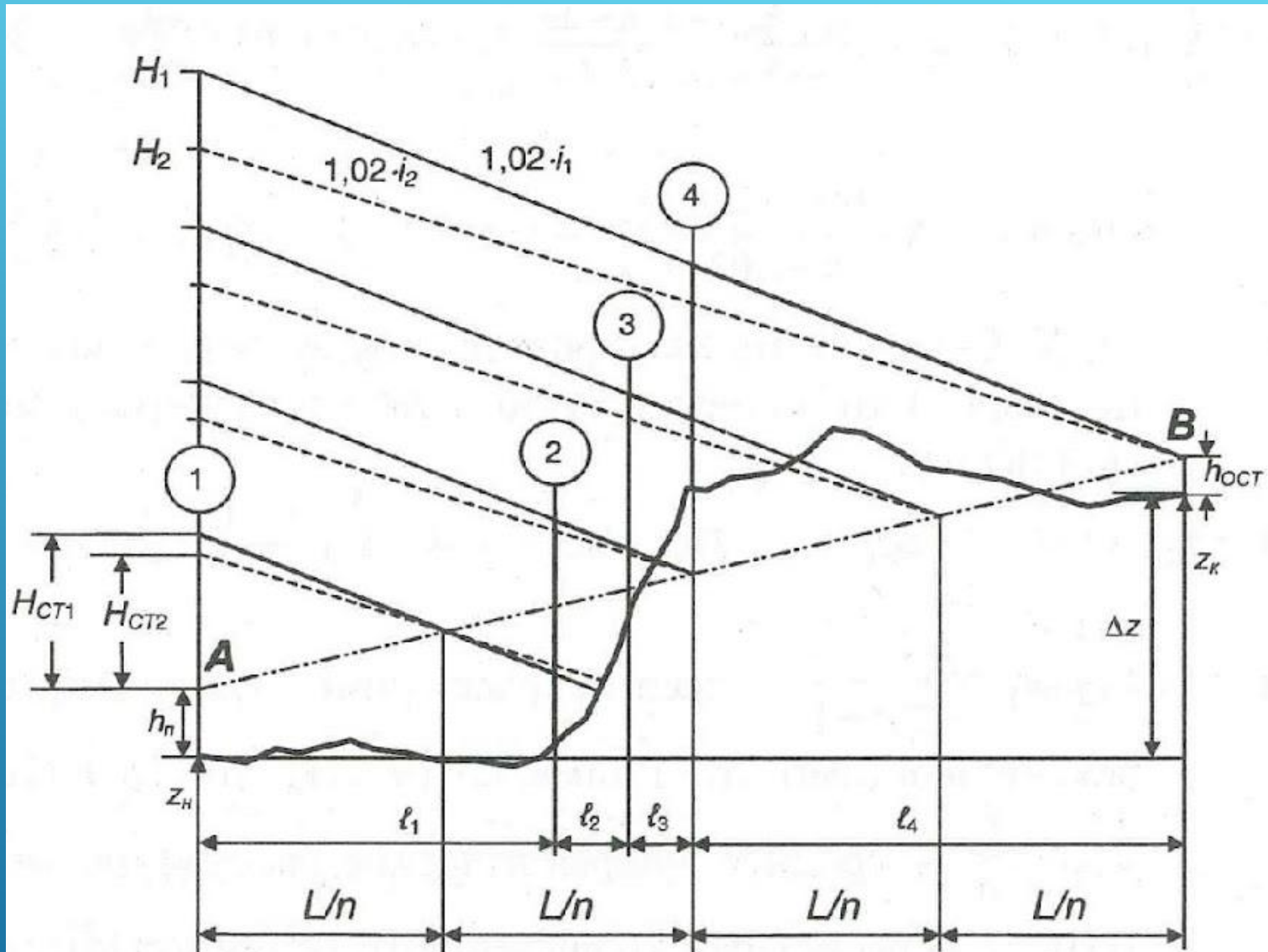
$$H_{ст1} = \frac{H_1 - h_{п}}{n}, \quad (3.73)$$

а в летний период

$$H_{ст2} = \frac{H_2 - h_{п}}{n}, \quad (3.74)$$

где H_1 и H_2 – суммарные потери напора в трубопроводе соответственно в зимний и летний периоды





Влияние сезонного изменения вязкости нефти на величину подпоров перед НПС

В реальных условиях профиль трассы является сильно пересеченным, поэтому расстояния между перекачивающими станциями не одинаковы.

Величину подпора ΔH_c перед c -й НПС можно найти из уравнения баланса напоров

$$h_{\Pi} + (c-1) \cdot (A - B \cdot Q^{2-m}) = 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \ell_i + \Delta z_c + \Delta H_c \quad (3.75)$$

откуда

$$\Delta H_c = h_{\Pi} + (c-1) \cdot A - \Delta z_c - Q^{2-m} \left[(c-1) \cdot B + 1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \ell_i \right]. \quad (3.76)$$

Значение расхода в выражении (3.76) определяется из уравнения баланса напоров для нефтепровода в целом (3.47) при $N_{\Sigma}=1$

$$N_{\Sigma} \cdot h_{\Pi} + n \cdot (A - B \cdot Q^{2-m}) = 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \cdot L_p + \Delta z + N_{\Sigma} \cdot h_{OCT}. \quad (3.47)$$

что позволяет записать

$$Q^{2-m} = \frac{h_{\Pi} - h_{OCT} + n \cdot A - \Delta z}{n \cdot B + 1,02 \cdot f \cdot L}. \quad (3.77)$$

После подстановки (3.77) в (3.76), получим

$$\Delta H_c = h_{\Pi} + (c-1) \cdot A - \Delta z_c - \frac{h_{\Pi} - h_{OCT} + n \cdot A - \Delta z}{n \cdot B + 1,02 \cdot f \cdot L} \cdot \left[(c-1) \cdot B + 1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \ell_i \right] \quad (3.78)$$

или

$$\Delta H_c = M - N \cdot \frac{B + 1,02 \cdot f \cdot \ell_{CP(c)}}{B + 1,02 \cdot f \cdot L_{CP}} = E + F \cdot [L_{CP} - \ell_{CP(c)}], \quad (3.79)$$

где M, N, E – расчетные коэффициенты, величина которых не зависит от кинематической вязкости перекачиваемой нефти,

$$M = h_{II} + (c-1) \cdot A - \Delta z_c; \quad N = (h_{II} - h_{OCT} + n \cdot A - \Delta z) \cdot \frac{c-1}{n}; \quad E = M - N;$$

где $l_{CP(C)} = \sum_{i=1}^{C-1} \frac{l_i}{c-1}$ – среднее расстояние между нефтеперекачивающими станциями на участке до c -й НПС;

$L_{CP} = \frac{L}{n}$ – среднее арифметическое расстояние между НПС; F – расчетный коэффициент, величина которого

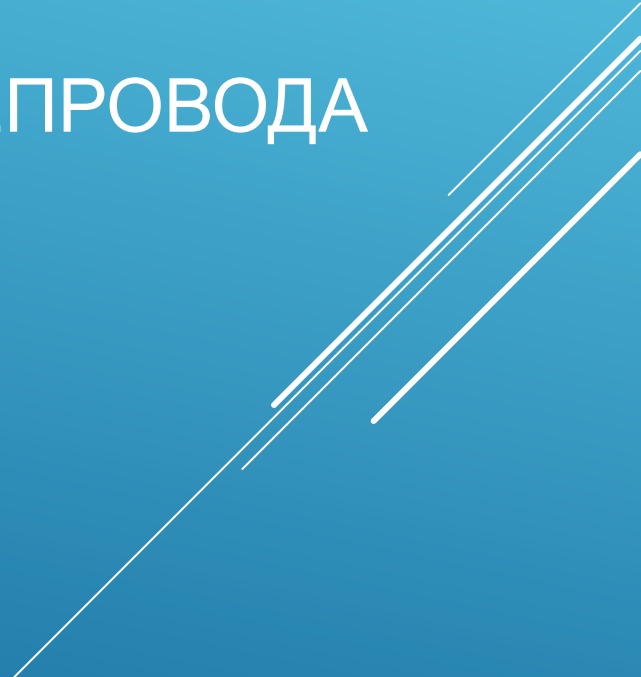
зависит от кинематической вязкости нефти,

$$F = \frac{N}{\frac{B}{1,02 \cdot f} + L_{CP}} = \frac{N}{\frac{B \cdot D^{5-m}}{1,02 \cdot \beta \cdot \nu^m} + L_{CP}}.$$

Если выполняется условие $L_{cp} < l_{cp(c)}$, то при уменьшении вязкости подпор на с-й НПС возрастает. В противном случае при $L_{cp} > l_{cp(c)}$ подпор на с-й НПС снижается и может оказаться меньше допустимого значения ΔH_{min} . Чтобы этого не произошло, НПС, для которых выполняется условие $L_{cp} > l_{cp(c)}$, необходимо проверить на обеспеченность необходимых подпоров в летнее время.

Достигнуть необходимых значений подпоров НПС в летнее время можно различными способами: включением дополнительного последовательно соединенного подпорного насоса на ГНПС (если позволяет прочность трубы и запорно-регулирующей арматуры), уменьшением количества работающих насосов на НПС, расположенных дальше от начала трубопровода, чем те, где возникла опасность кавитации и т.п.

РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДА



Факторы, влияющие на необходимость регулирования режимов работы нефтепровода (периодические и систематические):

Переменная нагрузка н/п, обусловленная различной закономерностью работы поставщиков, н/п и потребителей

Изменение реологических свойств нефти вследствие сезонных колебаний температур и содержания примесей

Технологические факторы (отключение электроснабжения НПС, отсутствие запасов нефти или свободной емкости на КП...)

Аварийные или плановые ремонтные работы

Из уравнения баланса напоров следует, что все методы регулирования можно разделить на две группы

Изменение параметров НПС:

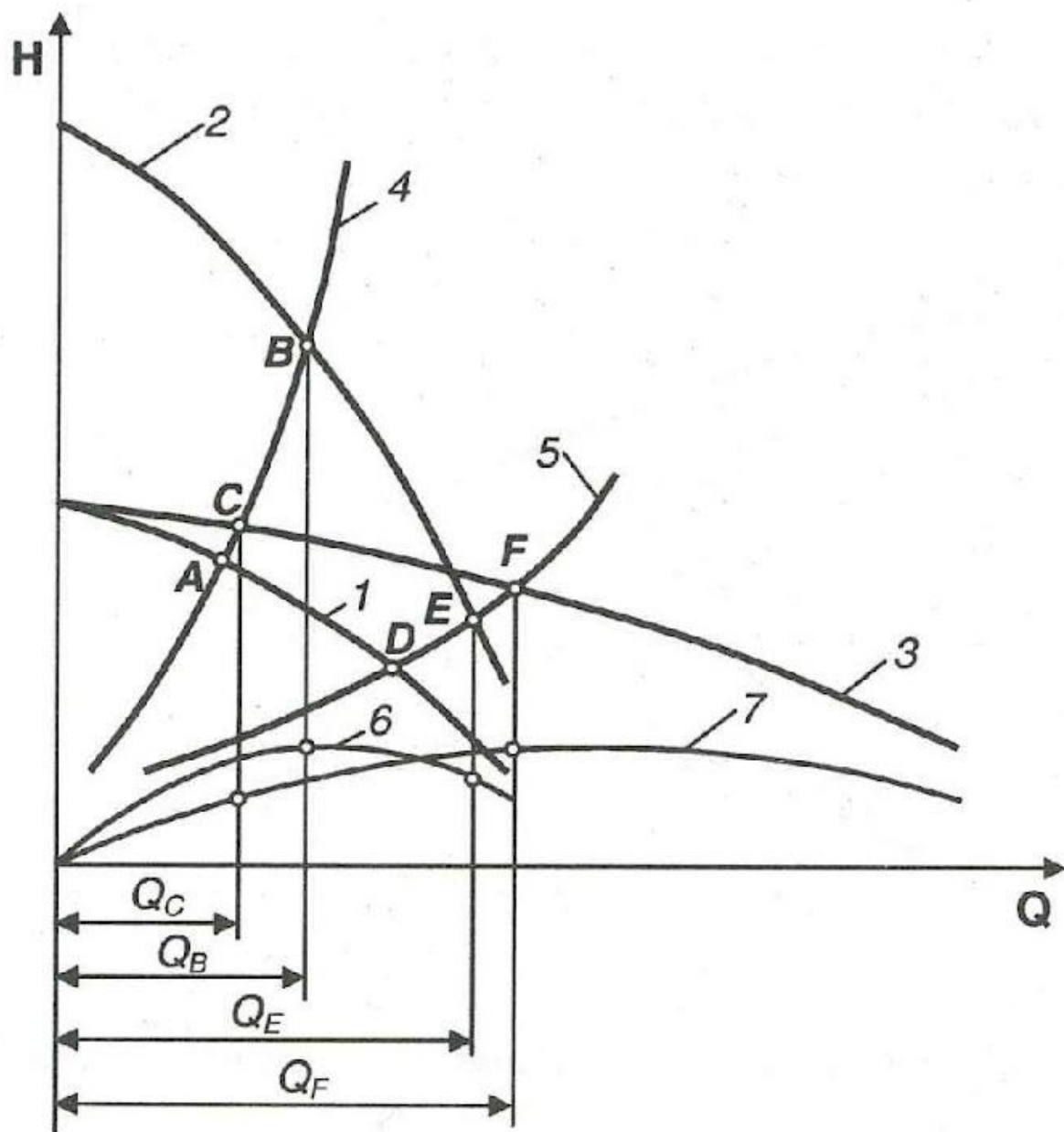
1. Изменение количества работающих насосов или схемы их подключения
2. Сменные роторы или обточенные рабочие колеса
3. Изменение частоты вращения вала насоса

Изменение параметров трубопровода:

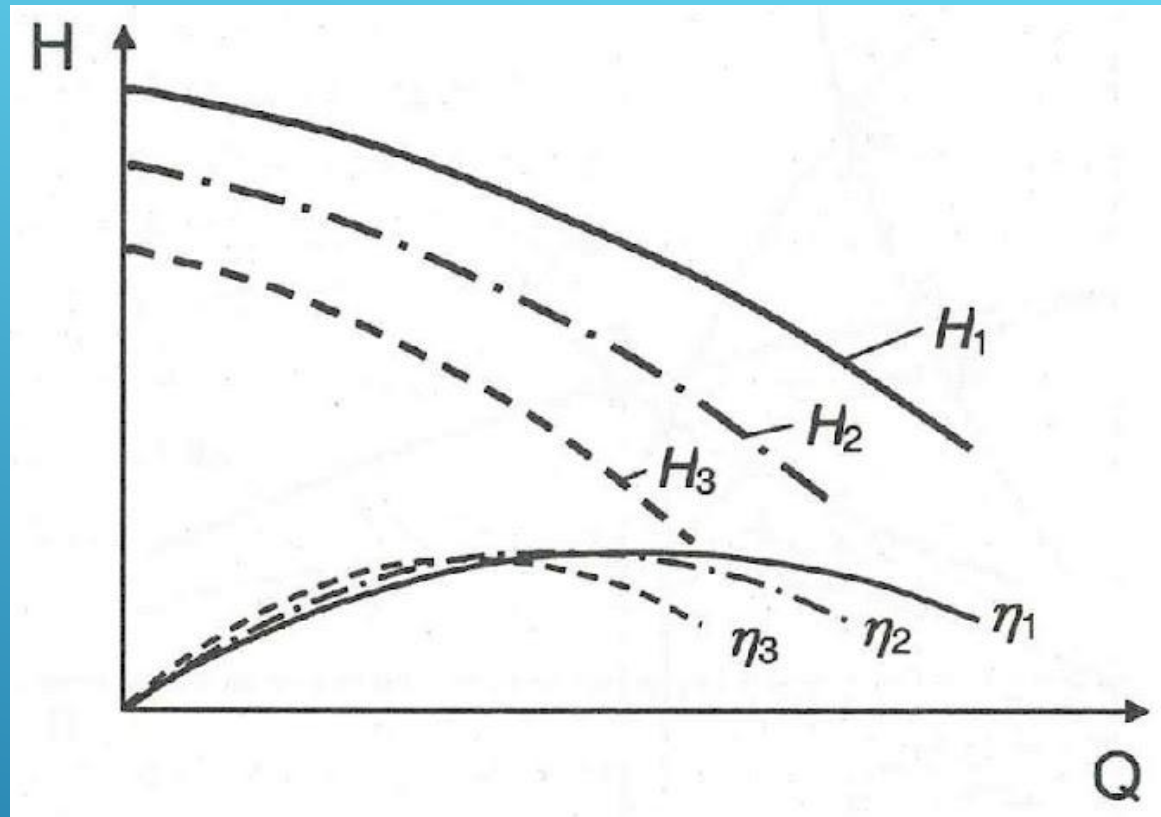
1. Дросселирование
2. Перепуск части жидкости во всасывающую линию (байпасирование)
3. Применение противотурбулентных присадок

Изменение количества работающих насосов. При использовании этого метода достигаемый результат зависит не только от схемы соединения насосов, но и от крутизны характеристики трубопровода. Рассмотрим в качестве примера параллельное и последовательное соединение двух одинаковых центробежных насосов при работе их на трубопровод с различным гидравлическим сопротивлением.

Последовательное соединение насосов целесообразно при работе на трубопровод с крутой характеристикой. При этом насосы работают с большей, чем при параллельном соединении, подачей ($Q_B > Q_C$), а также с более высоким суммарным напором и коэффициентом полезного действия. Параллельное соединение насосов более предпочтительно при работе на трубопровод с пологой характеристикой ($Q_F > Q_E$, $H_F > H_E$, $\eta_F > \eta_E$).



1 – характеристика насоса; 2 – напорная характеристика НПС при последовательном соединении насосов; 3 – напорная характеристика НПС при параллельном соединении насосов; 4, 5 – характеристика трубопровода; 6 – η - Q характеристика насоса при последовательном соединении; 7 – η - Q характеристика насоса при параллельном соединении



Регулирование с помощью сменных роторов. Большинство современных магистральных насосов укомплектовано сменными роторами на пониженную подачу $0,5Q_{\text{НОМ}}$ и $0,7Q_{\text{НОМ}}$. Кроме того насос НМ 10000-210 укомплектован сменным ротором на $1,25Q_{\text{НОМ}}$. Сменные роторы имеют различные характеристики.

Применение сменных роторов является наиболее эффективно на начальной стадии эксплуатации нефтепровода, когда не все перекачивающие станции построены, и трубопровод не выведен на проектную мощность (поэтапный ввод нефтепровода в эксплуатацию). Эффект от установки сменных роторов можно получить и при длительном уменьшении объема перекачки. В настоящее время на одной НПС нередко установлены насосы одного типа, но с разными диаметрами роторов, что обеспечивает возможность более тонкого регулирования производительности нефтепровода при различных сочетаниях их включения.

Обточка рабочих колес по наружному диаметру широко применяется в трубопроводном транспорте нефти. В зависимости от величины коэффициента быстроходности n_s обточку колес можно выполнять в следующих пределах: при $60 < n_s < 120$ допускается обрезка колес до 20%; при $120 < n_s < 200$ – до 15%; при $n_s = 200 \dots 300$ – до 10%.

Пересчет характеристики насоса при обточке рабочего колеса выполняется по формулам подобия:

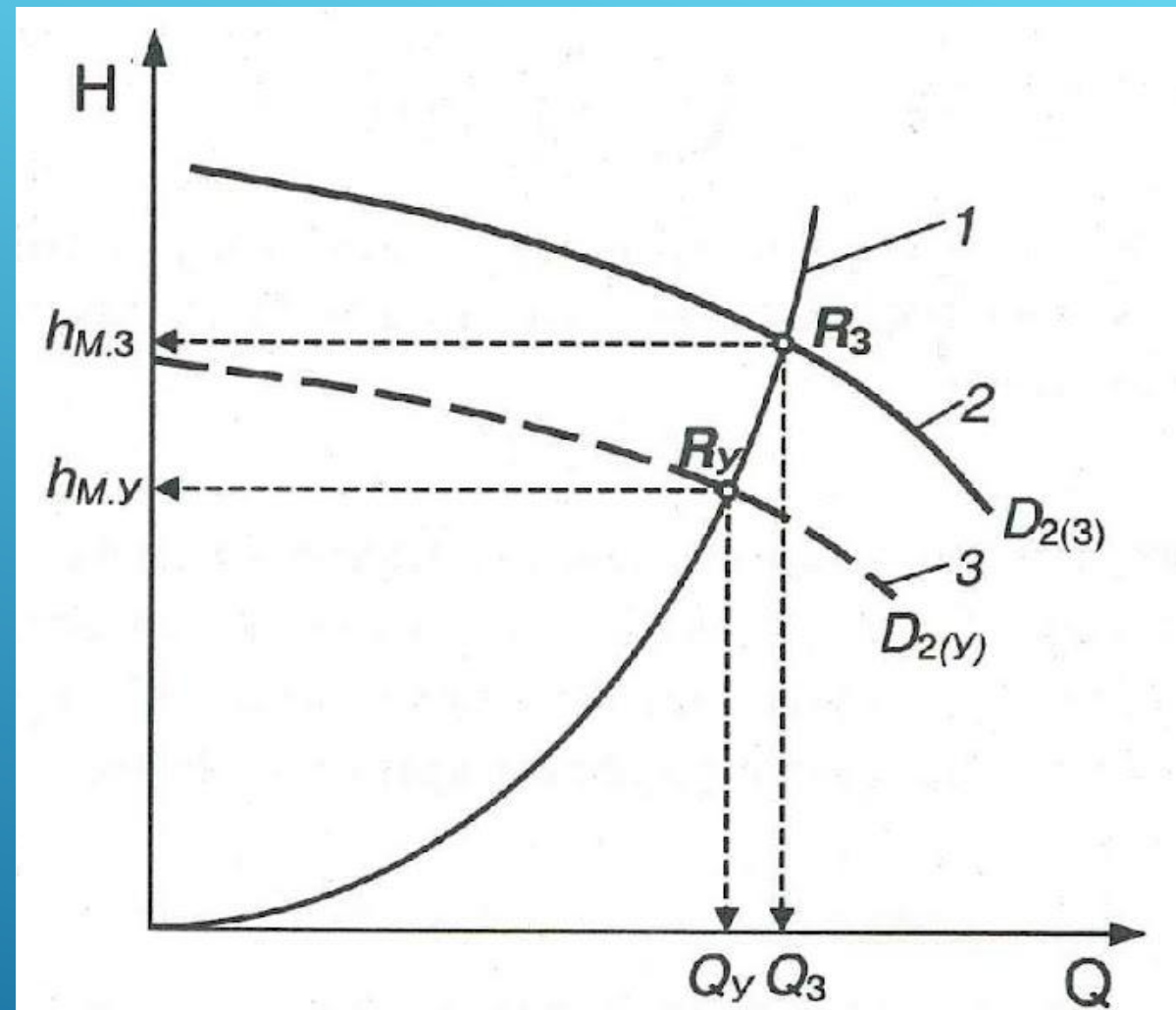
$$\frac{Q_y}{Q_3} = \frac{D_{2(y)}}{D_{2(3)}}; \frac{h_{M.y}}{h_{M.3}} = \left(\frac{D_{2(y)}}{D_{2(3)}} \right)^2; \frac{N_y}{N_3} = \left(\frac{D_{2(y)}}{D_{2(3)}} \right)^3, \quad (3.80)$$

где Q_3 , $h_{M.3}$ и N_3 – подача, напор и потребляемая мощность, соответствующие заводскому диаметру рабочего колеса $D_{2(3)}$; Q_y , $h_{M.y}$ и N_y – то же при уменьшенном диаметре рабочего колеса $D_{2(y)}$.

Рабочие точки подобных режимов работы насоса лежат на параболе, которая может быть описана зависимостью

$$h_M = a_0 \cdot Q^2.$$

$$D_{2(y)} = D_{2(3)} \cdot \sqrt{\frac{h_{M.y} + b \cdot Q_y^2}{a}}.$$



Способ регулирования за счет обточки рабочего колеса может быть эффективно использован при установившемся на длительное время режиме перекачки. Следует отметить, что уменьшение диаметра рабочего колеса сверх допустимых пределов приводит к нарушению нормальной гидродинамики потока в рабочих органах насоса и значительному снижению коэффициента полезного действия η .

Изменение частоты вращения вала насоса – прогрессивный и экономичный метод регулирования. Применение плавного регулирования частоты вращения роторов насосов на ПС магистральных нефтепроводов облегчает синхронизацию работы станций, позволяет полностью исключить обточку рабочих колес, применение сменных роторов, а также избежать гидравлических ударов в нефтепроводе. При этом сокращается время запуска и остановки насосных агрегатов. Однако, в силу технических причин, этот способ регулирования пока не нашел широкого распространения.

Метод изменения частоты вращения основан на теории подобия

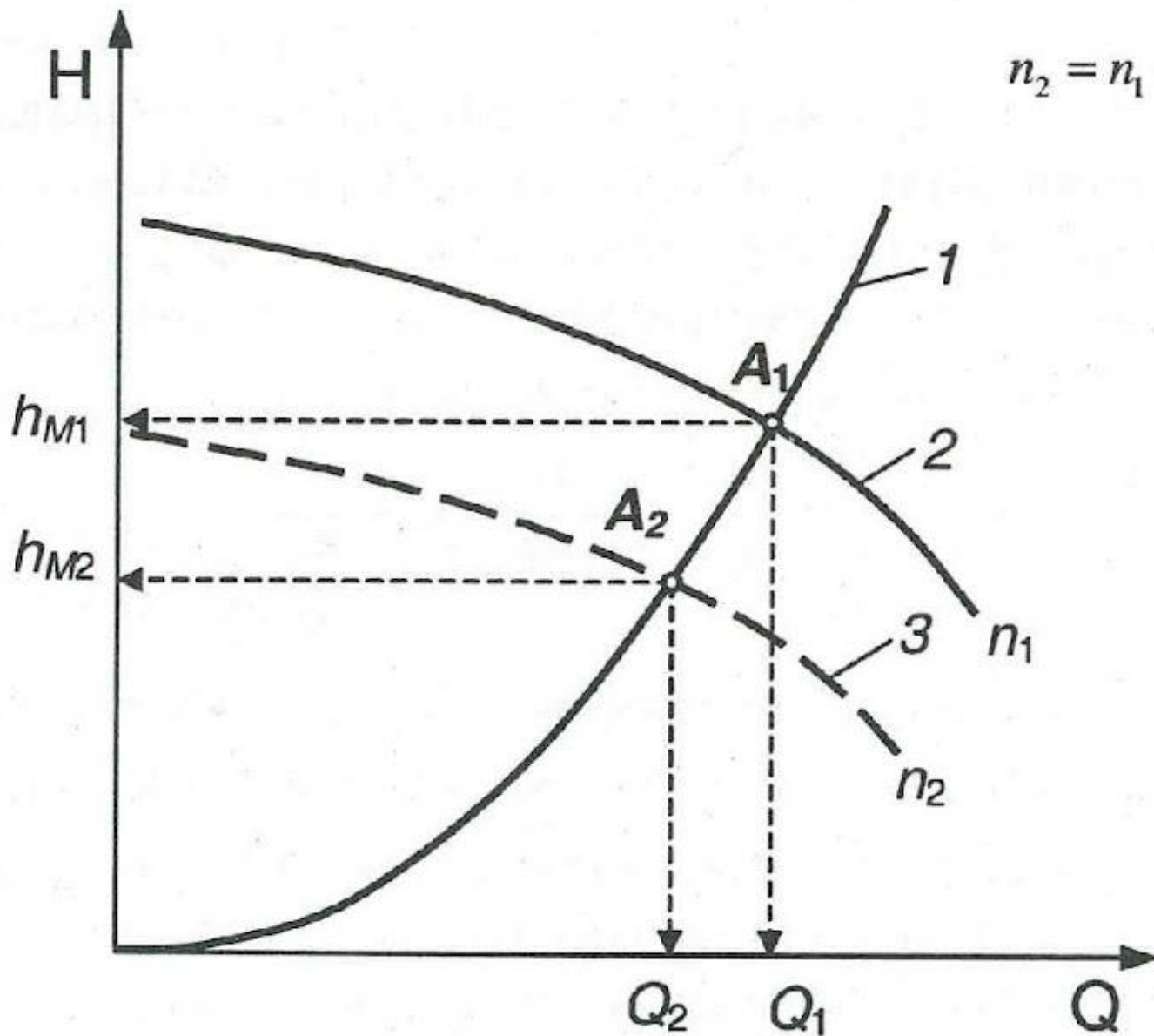
$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}; \quad \frac{h_{M1}}{h_{M2}} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2; \quad \frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3, \quad (3.84)$$

где Q_1, h_{M1} и N_1 – подача, напор и потребляемая мощность магистрального насоса, соответствующая частоте вращения рабочего колеса n_1 ; Q_2, h_{M2} и N_2 – то же при частоте вращения рабочего колеса n_2 .

При пересчете характеристик насоса с частоты вращения n_1 на частоту n_2 получим

$$Q_2 = Q_1 \cdot \frac{n_2}{n_1}; \quad h_{M2} = h_{M1} \cdot \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2; \quad N_2 = N_1 \cdot \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3. \quad (3.85)$$

$$n_2 = n_1 \cdot \sqrt{\frac{h_{M2} + b \cdot Q^2}{a}} \quad (3.86)$$



Необходимое число оборотов вала для обеспечения напора h_{M2} определяется по (3.86)

При уменьшении частоты вращения характеристика насоса изменится и рабочая точка сместится из положения A_1 в положение A_2 .

Изменение частоты вращения вала насоса возможно в следующих случаях:

- ▶ применение двигателей с изменяемой частотой вращения;
- ▶ установка на валу насосов муфт с регулируемым коэффициентом проскальзывания (гидравлических или электромагнитных);
- ▶ применение преобразователей частоты тока при одновременном изменении напряжения питания электродвигателей.

Следует отметить, что изменять частоту вращения в широких пределах нельзя, так как при этом существенно уменьшается к. п. д. насосов.

Метод *дресселирования* на практике применяется сравнительно часто, хотя и не является экономичным. Он основан на частичном перекрытии потока нефти на выходе из насосной станции, то есть на введении дополнительного гидравлического сопротивления. При этом рабочая точка из положения A_1 смещается в сторону уменьшения расхода в точку A_2

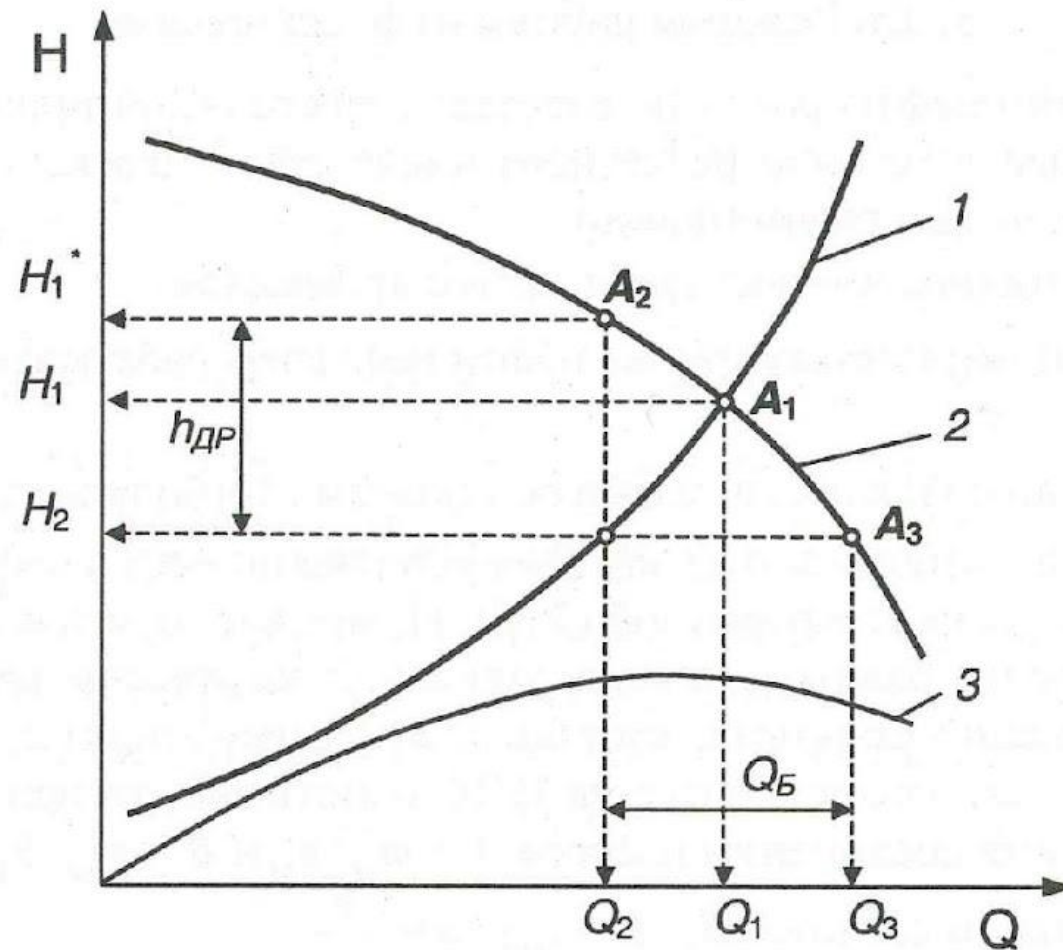


Рис. 3.29. Совмещенная характеристика НПС и трубопровода при регулировании дросселированием и байпасированием:

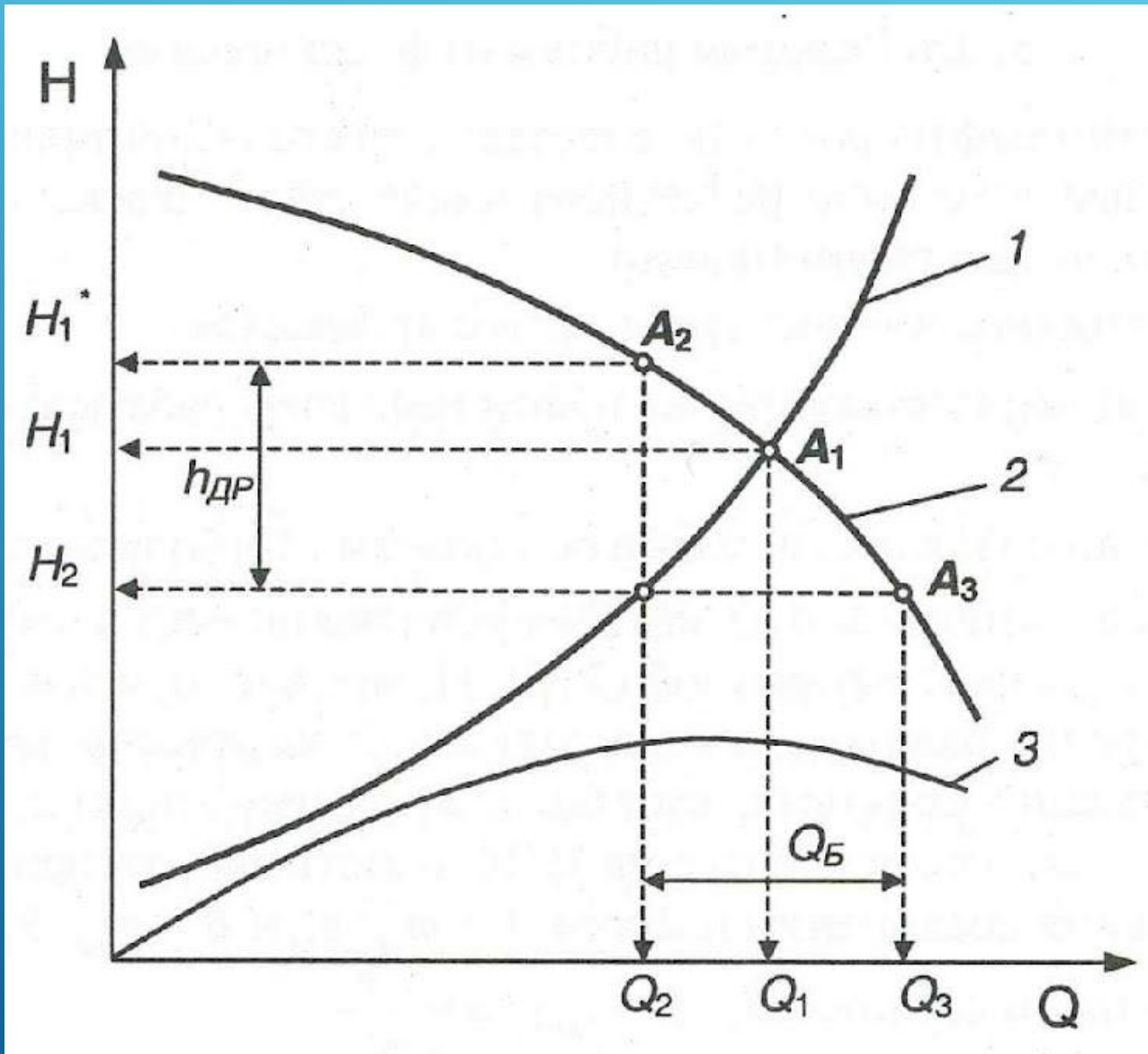
1 – характеристика трубопровода; 2 – суммарная напорная характеристика НПС; 3 – характеристика η – Q магистрального насоса

Целесообразность применения метода можно характеризовать величиной к. п. д. дросселирования $\eta_{др}$

$$\eta_{др} = \frac{H_2}{H_1^*} = \frac{H_2}{H_2 + h_{др}} = \frac{1}{1 - \frac{h_{др}}{H_2}}, \quad (3.87)$$

где H_2 – напор, необходимый для ведения перекачки с расходом Q_2 ; H_1^* – фактически затрачиваемый напор.

С увеличением величины дросселируемого напора $h_{др}$ значение $\eta_{др}$ уменьшается. Полный к. п. д. насоса (НПС) определяется выражением $\eta = \eta_2 * \eta_{др}$. Метод дросселирования уместно применять для насосов, имеющих пологую напорную характеристику. При этом потери энергии на дросселирование не должны превышать 2% энергозатрат на перекачку.



Метод **байпасирования** (перепуска части жидкости во всасывающую линию насосов) применяется в основном на головных станциях. При открытии задвижки на обводной линии (байпасе) напорный трубопровод соединяется с всасывающим, что приводит к уменьшению сопротивления после насоса и рабочая точка перемещается из положения A_1 в A_3 . Расход $Q_B = Q_3 - Q_2$ идет через байпас, а в магистраль поступает расход Q_2 .

Коэффициент полезного действия байпасирования составляет

$$\eta_B = \frac{Q_2}{Q_3} = \frac{Q_2}{Q_2 + Q_B}. \quad (3.88)$$

На практике байпасирование используется редко из-за неэкономичности. Метод регулирования байпасированием следует применять при крутопадающих характеристиках насосов. В этом случае он экономичнее дросселирования.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДОВ



Ни один нефтепровод не работает с постоянной производительностью в течение расчетного числа суток перекачки. Это связано с целым рядом причин:

- 1) неритмичность поставок нефти с промыслов;
- 2) неравномерность приема нефти НПЗ;
- 3) плановые и внеплановые остановки трубопровода и т.д.

Производительность Q , которая устанавливается в нефтепроводе, определяется формулой (3.48)

$$Q = \left[\frac{N_{\text{э}} \cdot (h_{\text{п}} - h_{\text{ост}}) - \Delta z + n \cdot A}{1,02 \cdot f \cdot L_p + n \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}}. \quad (3.48)$$

Из нее видно, что величина Q при прочих равных условиях зависит от количества НПС и величин коэффициентов A и B (определяется количеством и схемой включения работающих насосов на станциях)

В подавляющем большинстве случаев насосы на НПС соединяются последовательно. Нередко они имеют роторы различного диаметра, а число включенных насосов на каждой станции различно. Учесть эти факторы можно, заменив произведения nA и nB на суммы

$$n \cdot A = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \varphi_{jk} \cdot a_{Mjk}; \quad n \cdot B = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \varphi_{jk} \cdot b_{Mjk}, \quad (3.89)$$

где n_{Mj} — число магистральных насосов, установленных на j -й НПС; a_{Mjk} , b_{Mjk} — коэффициенты напорной характеристики k -го магистрального насоса на j -й НПС; φ_{jk} — индекс состояния k -го магистрального насосного агрегата j -й НПС ($\varphi_{jk} = 1$ при работающем насосе и $\varphi_{jk} = 0$ при остановленном насосе).

Соответственно формула (3.48) примет вид

$$Q = \left[\frac{N_{\text{Э}} \cdot (h_{\text{П}} - h_{\text{ОСТ}}) - \Delta z + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \varphi_{jk} \cdot a_{Mjk}}{1,02 \cdot f \cdot L_p + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \varphi_{jk} \cdot b_{Mjk}} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (3.90)$$

Величины напоров и подпоров НПС должны удовлетворять условиям

$$\Delta H_j \geq \Delta H_{\text{min } j}; \quad (3.91)$$

$$H_{\text{ПС } j} \leq H_{\text{ПС max } j}, \quad (3.92)$$

где $\Delta H_{\text{min } j}$, $H_{\text{ПС max } j}$ — разрешенные значения подпора и напора на выходе j -й НПС.

Фактические значения подпора и напора на выходе с-й НПС определяется по формулам

$$\Delta H_c = h_{\Pi} + \sum_{j=1}^{c-1} \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \varphi_{jk} \cdot (a_{Mjk} - b_{Mjk} \cdot Q^{2-m}) - \Delta z_c - 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \cdot \sum_{j=1}^{c-1} \ell_j; \quad (3.93)$$

$$H_{\text{ПС } c} = \Delta H_c + \sum_{k=1}^{n_{Mc}} \varphi_{ck} \cdot (a_{Mck} - b_{Mck} \cdot Q^{2-m}), \quad (3.94)$$

Которые отличаются от (3.67) и (3.68) (расчет при заданном расположении НПС) только учетом количества включенных на станциях насосов.

Алгоритм расчета возможных режимов работы нефтепровода таков:

- 1) задаваясь количеством и номерами работающих на каждой НПС насосов (последнее учитывает возможное различие диаметров их роторов) по формуле (3.90) вычисляют производительность нефтепровода Q ;
- 2) по формулам (3.93) и (3.94) рассчитывают подпоры ΔH_j и напоры $H_{псj}$ на выходе каждой станции;
- 3) проверяют выполнение условий (3.91) и (3.92): если они выполняются для каждой станции, то такая комбинация включения насосов возможна, в противном случае – нет.

Для ПР8_Фамилия_#

Рассмотрим режим работы магистрального нефтепровода протяженностью $L=436$ км и диаметром $D=0,704$ м, по которому перекачивается нефть плотностью $\rho=860$ кг/м³ и вязкостью $\nu=15$ мм²/с. Нефтепровод оснащен тремя НПС, оборудованными одноступенчатыми насосами НМ 2500-230 с диаметром рабочего колеса $D_2=405$ мм. Подпор на ГНПС обеспечивается насосами НПВ 2500-80 с диаметром рабочего колеса $D_2=540$ мм. Минимально допустимый подпор НПС составляет $\Delta H_{\min} = 35$ м, а максимально допустимый напор НПС равен $H_{\text{псmax}} = 760$ м.

Номер режима	Общее число работающих насосов	Комбинация включения основных насосов на станциях	Q, м³/ч	ГНПС		НПС-2		НПС-3	
				ΔH_1 , м	H_1 , м	ΔH_2 , м	H_2 , м	ΔH_3 , м	H_3 , м
1	9	3-3-3	2272	83,7	729,1	82,4	727,7	85,4	730,7
2	8	3-3-2	2154	85,8	745,0	155,6	814,8	227,3	666,8
3		3-2-3		85,8	745,0	155,6	595,0	7,6	666,8
4	7	3-2-2	2024	87,8	761,3	231,9	680,9	150,9	599,9
5		3-3-1		87,8	761,3	231,9	905,4	375,4	599,9
6		3-1-3		87,8	761,3	231,9	456,4	-73,6	599,9
7	6	2-2-2	1879	89,9	548,8	82,3	541,1	71,4	530,3
8		3-2-1		89,9	778,3	311,7	770,6	300,9	530,3
9		3-1-2		89,9	778,3	311,7	541,1	71,4	530,3

Номер режима	Общее число работающих насосов	Комбинация включения основных насосов на станциях	Q, м ³ /ч	ГНПС		НПС-2		НПС-3	
				ΔH_1 , м	H_1 , м	ΔH_2 , м	H_2 , м	ΔH_3 , м	H_3 , м
10	5	2-2-1	1716	92,0	561,0	160,2	629,2	222,5	456,9
11		2-1-2		92,0	561,0	160,2	-12,1	456,9	456,9
12		3-1-1		92,0	795,5	394,8	629,2	222,5	456,9
13		3-2-0		92,0	795,5	394,8	863,8	456,9	456,9
14	4	2-1-1	1529	94,0	573,4	241,6	481,3	140,6	380,3
15		2-2-0		94,0	573,4	241,6	721,0	380,3	380,3
16		3-0-1		94,0	813,1	481,4	481,4	140,6	380,3
17	3	1-1-1	1318	95,8	340,5	81,4	326,1	54,9	299,7
18		2-0-1		95,8	585,3	326,6	326,1	54,9	299,7
19		2-1-0		95,8	585,3	326,2	570,9	299,7	299,7
20		3-0-0		95,8	830,1	570,9	570,9	299,7	299,7
21	2	1-1-0	1026	97,5	347,8	164,2	414,5	215,6	215,6
22		1-0-1		97,5	347,8	164,2	164,2	-34,7	215,6
23	1	1-0-0	627	98,4	353,7	249,6	249,6	127,0	127,0

Выводы:

- 1) при одном и том же суммарном числе работающих на станциях насосов, количество комбинаций их включения может быть несколько;
- 2) часть этих комбинаций не удовлетворяет условиям (3.91) и (3.92) поэтому не проходит;
- 3) при «проходных режимах» либо на всех НПС работает одинаковое количество насосов, либо большее число насосов включено на станциях, расположенных в начале нефтепровода;
- 4) пропорционально общему количеству насосов изменяется и производительность нефтепровода.

ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

