

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Лекция №6

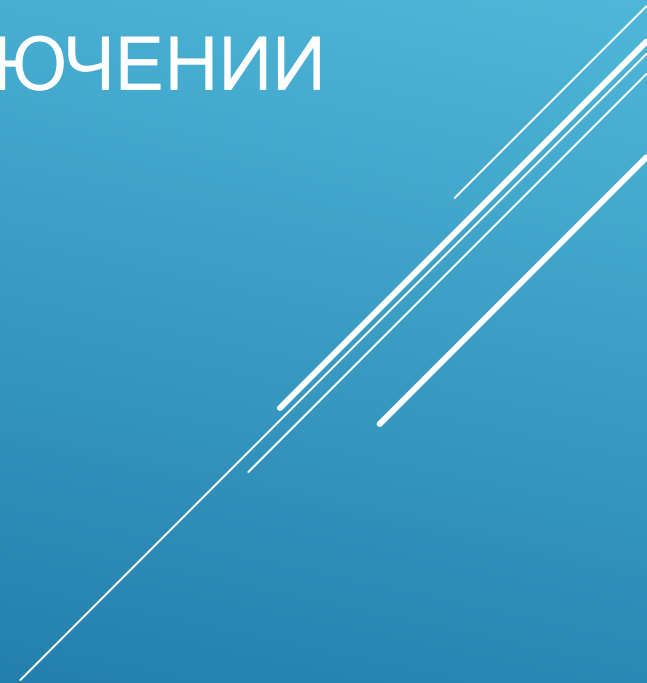


РЕЖИМ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ. НЕФТЕПРОВОДЫ СО СБРОСАМИ И ПОДКАЧКАМИ. УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ

Магистральные трубопроводы.

Лекция №6

РЕЖИМ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ



Временное отключение какой-либо перекачивающей станции может быть вызвано перебоями в системе энергоснабжения, аварией, ремонтными работами и т.п. При выходе из строя перекачивающей станции режим нефтепровода резко изменится.

Рассмотрим нефтепровод, состоящий из одного эксплуатационного участка с n перекачивающими станциями, оборудованными однотипными насосами. Уравнение баланса напоров:

$$h_{II} + \sum_{i=1}^n m_{Mi} (a_M - b_M Q^{2-m}) = 1,02 \cdot f \cdot L_p \cdot Q^{2-m} + \Delta z + h_{ост}, \quad (3.107)$$

где a_m и b_m – коэффициенты напорной характеристики магистрального насоса, mMi – число работающих магистральных насосов на i -й перекачивающей станции.

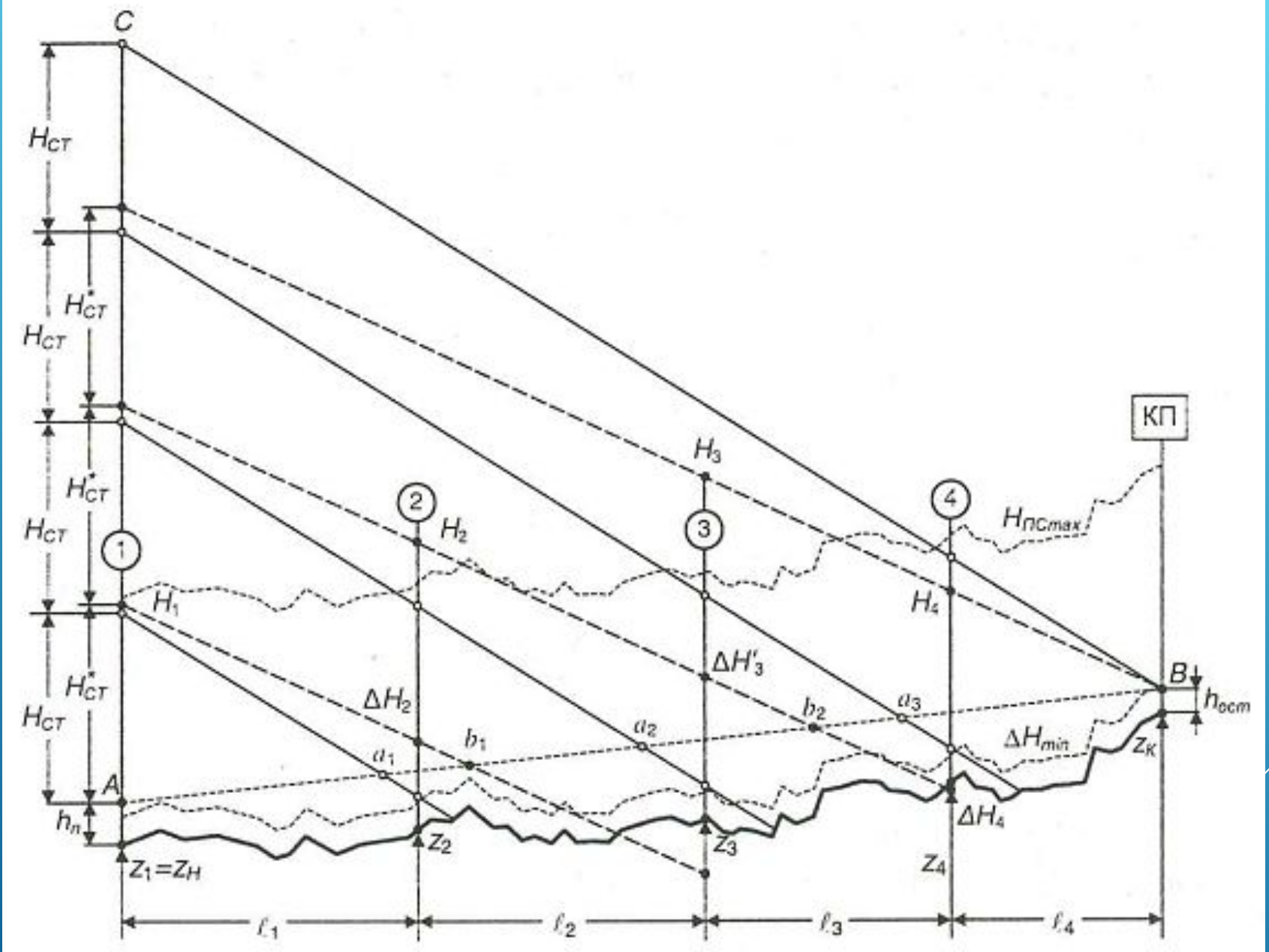
Из уравнения баланса напоров производительность нефтепровода со всеми работающими станциями составляет

$$Q = \left(\frac{h_{\Pi} + \sum_{i=1}^n m_{M i} a_M - \Delta z - h_{OCT}}{1,02 \cdot f \cdot L_p + \sum_{i=1}^n m_{M i} b_M} \right)^{\frac{1}{2-m}} \quad (3.108)$$

Если бы нефтепровод был рассчитан на работу при любых напорах (давлениях), то при отключении любой одной станции расход в трубопроводе составил бы

$$Q_* = \left(\frac{h_{\Pi} + \sum_{i=1}^{n-1} m_{M i} a_M - \Delta z - h_{OCT}}{1,02 \cdot f \cdot L_p + \sum_{i=1}^{n-1} m_{M i} b_M} \right)^{\frac{1}{2-m}} \quad (3.109)$$

В качестве примера рассмотрим работу нефтепровода с четырьмя перекачивающими станциями. Примем для простоты, что все перекачивающие станции оснащены однотипными насосами, нефтепровод состоит из одного эксплуатационного участка, перевальные точки по трассе нефтепровода отсутствуют ($L=L_p$), ограничения по напору и подпору ПС одинаковы ($H_{ПСmax}, \Delta H_{min}$). При нормальной работе каждая НПС развивает напор $H_{СТ}$.



В начальной точке трубопровода откладываем величину подпора $h_{п}$ (точка А) и напоров всех четырех станций (точка С), а в конечном пункте — остаточный напор $h_{ост}$ (точка В). Соединив полученные точки С и В, получаем линию гидравлического уклона (с учетом местных сопротивлений).

Соединим точки А и В вспомогательной прямой, которую точками a_1 - a_4 разделим на четыре одинаковых отрезка. Соединив их с точками соответственно $\{0; h_{п} + H_{ст}\}$, $\{0; h_{п} + 2H_{ст}\}$, $\{0; h_{п} + 3H_{ст}\}$, получаем линии гидравлического уклона, параллельные СВ.

В результате отключения одной из промежуточных перекачивающих станций их напор становится равным $H^*_{ст}$. Так как уменьшение числа работающих станций приводит к снижению производительности трубопровода до Q^* то в соответствии с характеристикой центробежных насосов $H^*_{ст} > H_{ст}$. Чтобы построить линии гидравлического уклона для этого случая, трижды откладываем $H^*_{ст}$ от $h_{п}$ в начальной точке трубопровода, а линию АВ делим на три равных отрезка точками b_1 и b_2 .

После отключения одной НПС напор головной станции НПС-1 становится больше, чем был, а линии гидравлического уклона проходят выше.

Если отключилась НПС-2, то головная НПС должна докачать нефть до НПС-3. При этом величина подпора у нее $\Delta H_3 < 0$, что приводит к срыву ее работы.

Если отключилась НПС-3, то подпор на НПС-2 увеличивается до ΔH_2 напор на выходе из нее достигает H_2 , который больше $H_{\text{ПСmax}}$, что также недопустимо. Даже если бы этого не произошло, то НПС-2 должна будет докачать нефть до НПС-4. Однако величина ΔH_4 оказывается меньше нуля, что приведет к срыву ее работы.

Если отключилась НПС-4, то НПС-3 могла бы докачать нефть до конечного пункта, но этому мешают отрицательный подпор на НПС-3 и недопустимо высокие напоры на выходе НПС-2 и НПС-3.

Изменение напоров и подпоров станций также можно исследовать, пользуясь совмещенной характеристикой. Пусть аварийное отключение произошло на станции НПС-4. Перекачивающая станция, расположенная до отключенной (НПС-3), будет работать на сдвоенный перегон, то есть протяженность третьего линейного участка будет равна $l_{3-4} = l_3 + l_4$. Графический метод определения подпоров и напоров станций при отключении одной из них показан на рис. 3.33.

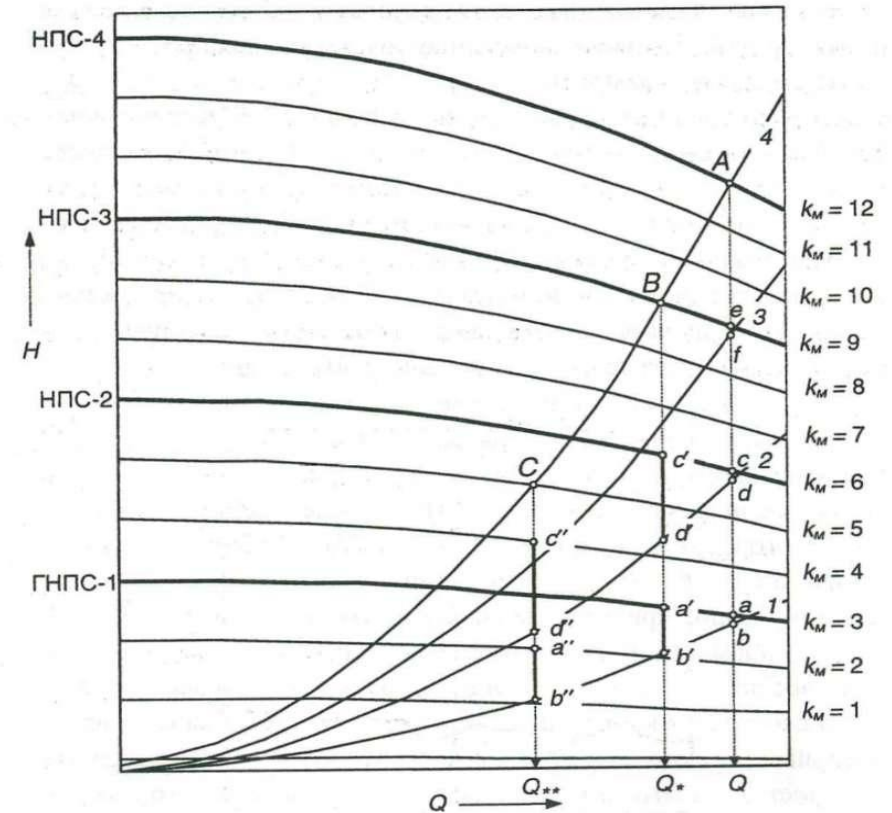


Рис. 3.33. Совмещенная характеристика НПС и линейных участков нефтепровода

Условные обозначения:

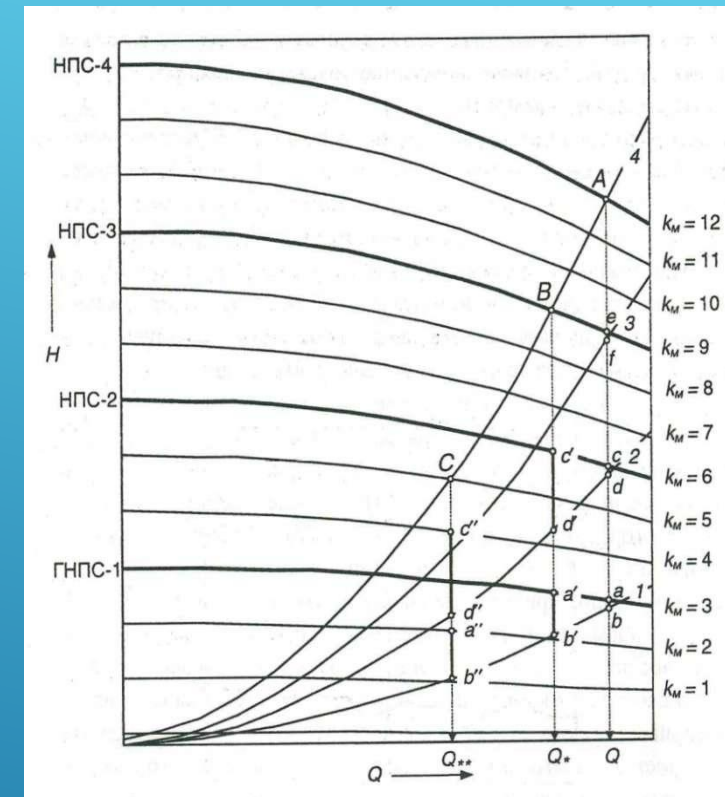
- 1 — характеристика участка $1,02 \cdot f \cdot l_1 \cdot Q^{2-m} + \Delta z_1$, ($\Delta z_1 = z_2 - z_1$);
- 2 — характеристика участка $1,02 \cdot f \cdot (l_1 + l_2) \cdot Q^{2-m} + \Delta z_2$, ($\Delta z_2 = z_3 - z_1$);
- 3 — характеристика участка $1,02 \cdot f \cdot (l_1 + l_2 + l_3) \cdot Q^{2-m} + \Delta z_3$, ($\Delta z_3 = z_4 - z_1$);
- 4 — характеристика участка $1,02 \cdot f \cdot (l_1 + l_2 + l_3 + l_4) \cdot Q^{2-m} + \Delta z_4 + h_{OCP}$ ($\Delta z_4 = z_K - z_H$);
- $a-b, a'-b'$ — подпор на НПС-2; $c-d, c'-d'$ — подпор на ПС-3;
- k_M — общее число работающих магистральных насосов

При нормальной эксплуатации нефтепровода (в работе находятся все перекачивающие станции с тремя магистральными насосами) рабочая точка находится в положении А. Подпоры на входе станций определяются величиной вертикальных отрезков между характеристиками НПС и характеристикой рассматриваемого участка, а напоры на выходе НПС — как сумма длин отрезков, изображающих подпор и собственный (дифференциальный) напор НПС:

НПС-2: подпор — отрезок а — b, напор — отрезок b - c;

НПС-3: подпор — отрезок с - d, напор — отрезок d - e:

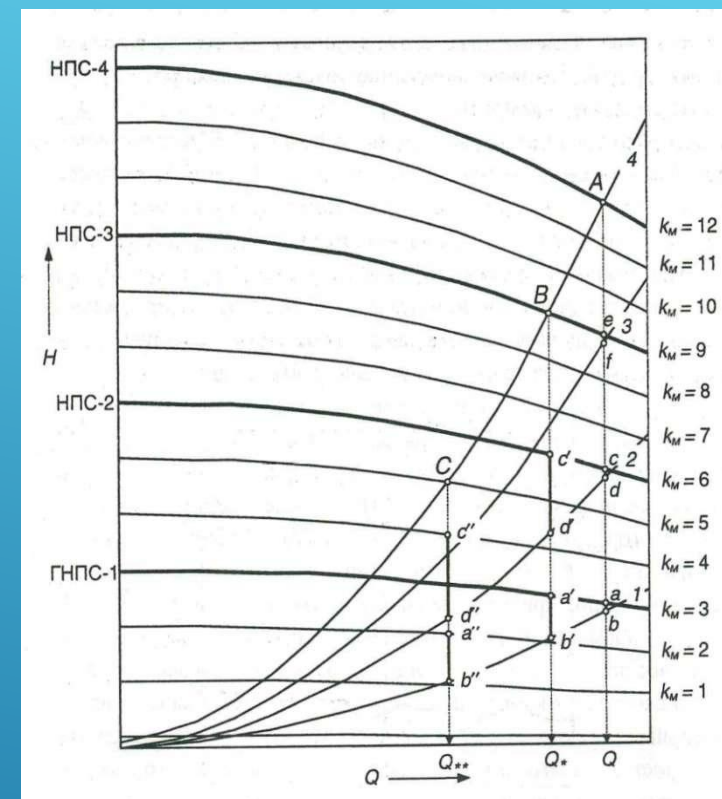
НПС-4: подпор — отрезок e - f, напор — отрезок f- А.



Если при отключении НПС-4 на остальных станциях число работающих насосов не изменится, то рабочая точка переместится в положение В. Производительность нефтепровода снизится до величины Q^* , а подпоры и напоры станут равными:

НПС-2: подпор — отрезок $a' - b'$, напор — отрезок $b' - c'$;

НПС-3: подпор — отрезок $c' - d'$, напор — отрезок $d' - e'$;

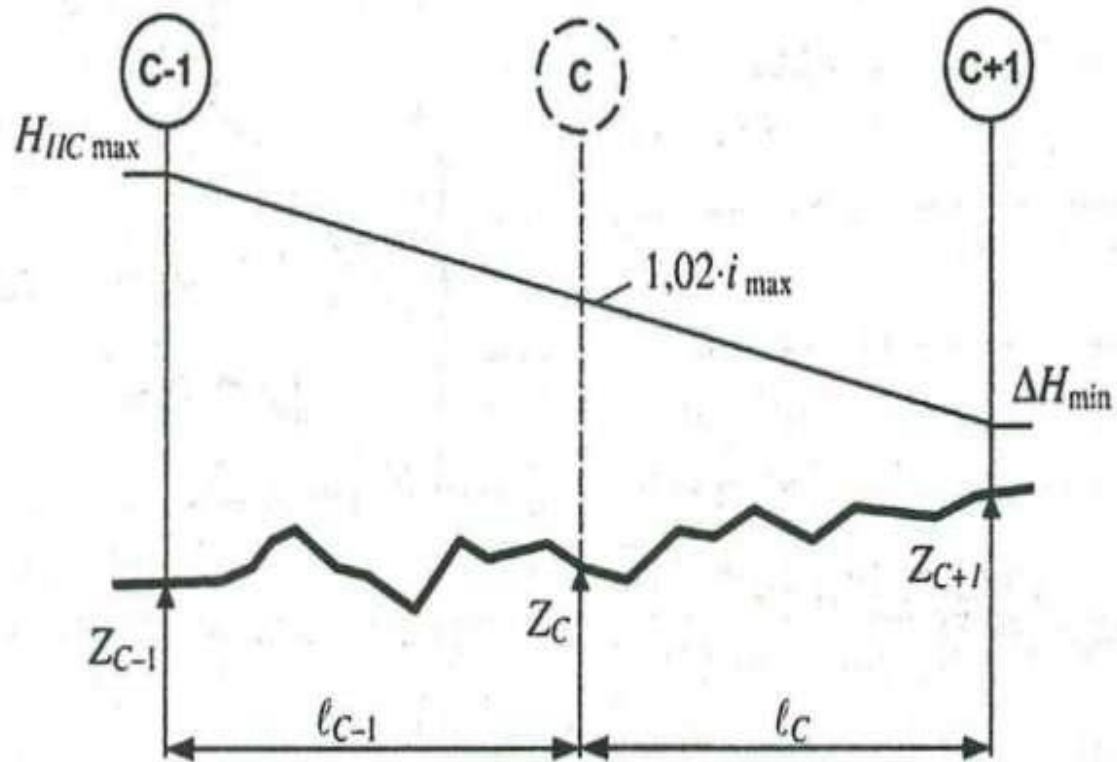


Как видно из рисунка, подпоры и напоры станций, расположенных до отключенной НПС, возрастают по мере удаления от начала нефтепровода. Однако это не может происходить бесконечно, так как имеются ограничения по допустимым напорам и подпорам.

Определим, с какой максимальной производительностью Q_{\max} может работать нефтепровод при отключении с-й НПС. Очевидно, что участок нефтепровода от (с-1)-й до (с+1)-й НПС является лимитирующим. Поэтому если мы обеспечим перекачку с расходом Q_{\max} , то на остальных перегонах этот расход будет обеспечен.



Максимально возможный напор (с-1)-й НПС равен $H_{\text{ПСmax}}$, а минимально допустимый подпор (с+1)-й НПС — ΔH_{min} . Соответственно, предельно возможная величина гидравлического уклона на перегоне с отключенной НПС равна



$$i_{\text{max}} = \frac{H_{\text{ПСmax}} - \Delta H_{\text{min}} - z_{C+1} + z_{C-1}}{1,02 \cdot (l_{C-1} + l_C)} \quad (3.110)$$

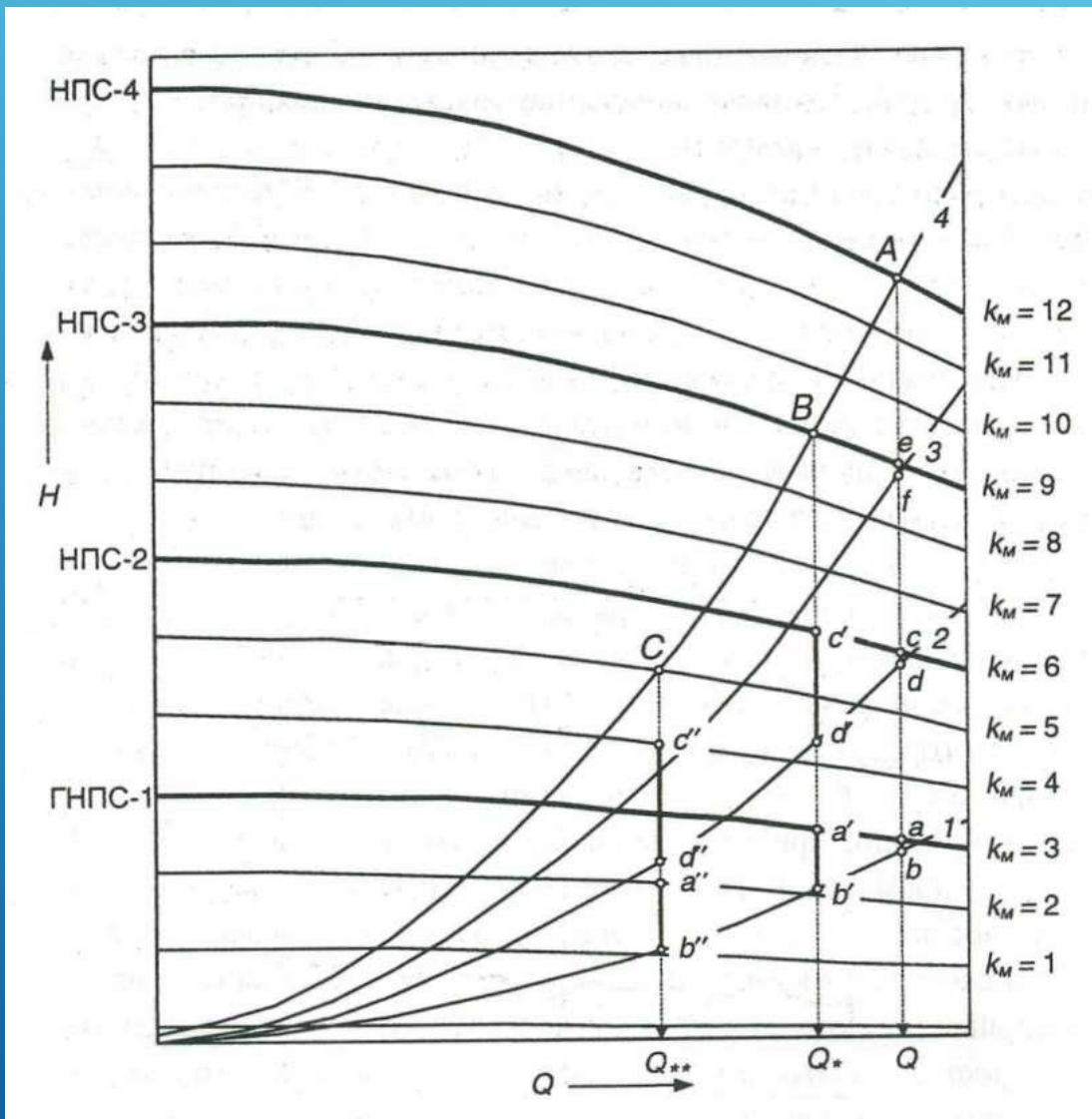
Так как, с другой стороны то предельное значение расхода на участке с отключенной НПС составит

$$Q_{\max} = \left[\frac{H_{\text{ПС max}} - \Delta H_{\text{min}} - z_{C+1} + z_{C-1}}{1,02 \cdot f \cdot (\ell_{C-1} + \ell_C)} \right]^{\frac{1}{2-m}}. \quad (3.111)$$

Зная предельный расход Q_{\max} нетрудно рассчитать суммарные потери напора в трубопроводе H' и определить напоры, развиваемые магистральным и подпорным насосами (h'_M и h'_P). Требуемое общее количество работающих магистральных насосов можно найти по формуле

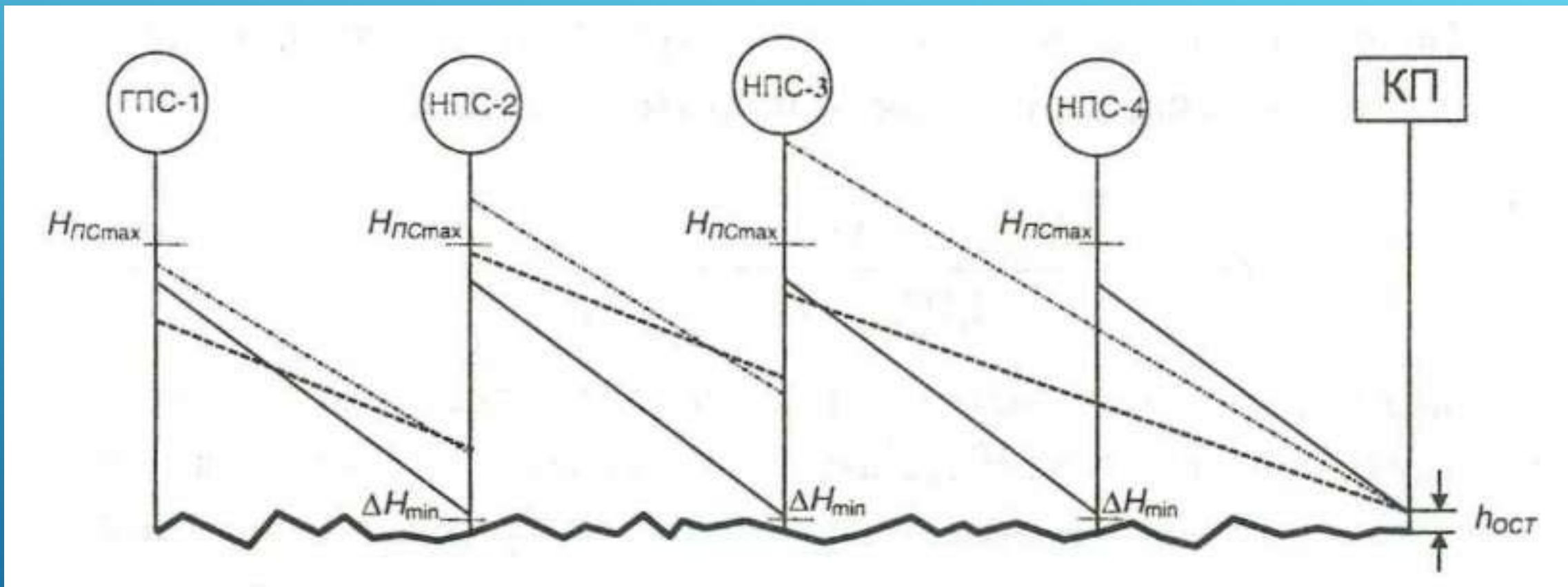
$$k_M = \frac{H' - h_{\text{П}}'}{h_M'}. \quad (3.112)$$

При округлении k_M в большую сторону избыток напора погашается дросселированием.



В рассматриваемом примере выполнению условий допустимых напоров и подпоров соответствует $k_M = 5$. Как видно из совмещенной характеристики, на первой и второй НПС должно работать по два магистральных насоса, а на третьей — один. Рабочая точка в этом случае будет в положении С, производительность нефтепровода составит Q^{**} . Величина подпора на входе НПС-2 соответствует отрезку $a'' - b''$ а подпор на НПС-3 — отрезку $c'' - d''$.

Распределение подпоров и напоров НПС, соответствующих расходам Q , Q^* и Q^{**} показано на рисунке.



Режимы (цифрами показано количество работающих магистральных насосов на НПС):

3-3-3-3 (Q) 3-3-3-0 (Q^*) 2-2-1-0 (Q^{**})

В случае равнинного нефтепровода достаточно отключить каждую вторую станцию. Тогда в работе будут находиться НПС-1 и НПС-3. Распределение подпоров и напоров на работающих станциях будет относительно равномерным, однако обязательно выполнение условий (3.91) и (3.92). В рассматриваемом случае при $km = 6$ потребуются дросселирование избыточного напора на НПС-1 и НПС-3.

При резко пересеченном рельефе местности могут быть осложнения в связи с наличием перевальных точек по трассе трубопровода.

НЕФТЕПРОВОДЫ СО СБРОСАМИ И ПОДКАЧКАМИ



Перекачка нефти по магистральным нефтепроводам нередко сопровождается отборами (сбросами) нефти для снабжения попутных потребителей. Сбросы могут быть непрерывными и периодическими. Непрерывный сброс может быть организован для обеспечения нефтью крупного потребителя, например, нефтеперерабатывающего завода. Периодические сбросы обычно производятся для пополнения запасов близлежащих нефтебаз или нефтеналивных пунктов.

В случае прохождения трассы нефтепровода вблизи нефтепромыслов может быть организована подкачка нефти в трубопровод. В зависимости от мощности месторождения подкачка также может быть непрерывной или периодической.

Расчет нефтепровода при непрерывных сбросах или подкачках выполняется по участкам, разграниченным пунктами сброса или подкачки, которые обычно размещаются на ближайших нефтеперекачивающих станциях.

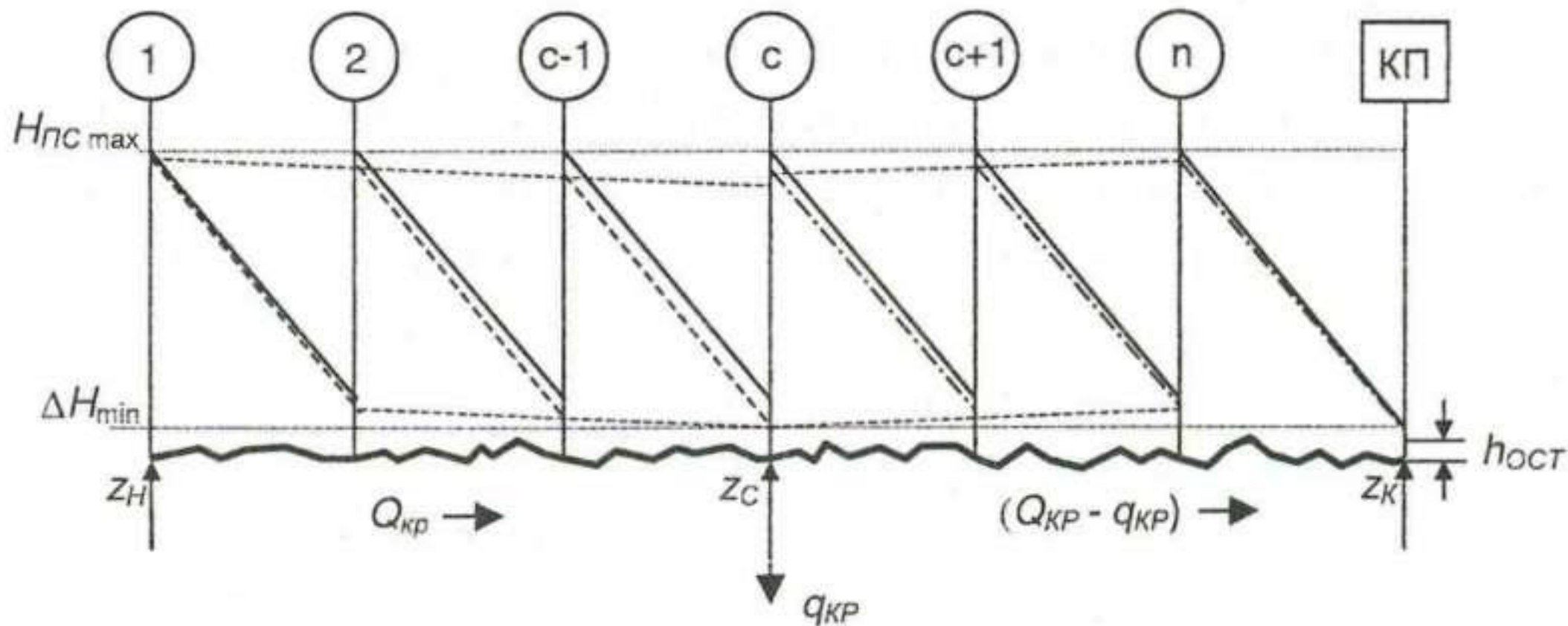
При незначительных сбросах или подкачках, имеющих периодический характер, расчет нефтепровода выполняется без их учета. Однако следует отметить, что периодические сбросы или подкачки изменяют технологический режим перекачки. Это приводит к необходимости регулирования работы нефтеперекачивающих станций.

Рассмотрим режимы работы при периодических сбросах и подкачках. Предположим, что пункт сброса (подкачки) расположен на территории с-й НПС. В этом случае нефтепровод разделяется на два участка, разделенных пунктом сброса (подкачки).

Нефтепровод со сбросом

Наличие попутного сброса равнозначно параллельному подключению к основной магистрали некоего трубопровода (байпаса). В результате сложения их характеристик мы получаем кривую, которая проходит ниже характеристики магистрали. Это, в соответствии с характеристикой центробежных насосов, приводит к увеличению производительности откачки нефти с головной перекачивающей станции и уменьшению собственных дифференциальных напоров станций, расположенных до места сброса. В то же время из-за увеличения производительности на левом участке становится больше величина гидравлического уклона.

Все это приводит к тому, что по мере увеличения номера НПС их подпор уменьшается, и в наиболее опасном положении (с точки зрения обеспечения бескавитационной работы) оказывается с-я НПС (рис. 3.36).



Определим критические значения расхода $Q_{кр}$ и сброса $q_{кр}$, соответствующие минимальному допустимому подпору на ней $\Delta H_c = \Delta H_{min}$.

Примем для простоты, что все НПС оборудованы одноступенными насосами. Тогда напор, развиваемый магистральными насосами перекачивающей станции, можно определить из выражения

$$H_{ст} = A - B \cdot Q^{2-m}, \quad (3.113)$$

где A, B — коэффициенты суммарной напорной характеристики магистральных насосов перекачивающей станции

$$A = m_M \cdot a_M; \quad B = m_M \cdot b_M.$$

Для участка трубопровода до пункта сброса уравнение баланса напоров в случае перекачки с критическим сбросом имеет вид

$$\begin{aligned} h_{\Pi} + (c-1) \cdot (A - B \cdot Q_{KP}^{2-m}) = \\ = 1,02 \cdot f \cdot Q_{KP}^{2-m} \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \ell_i + (z_c - z_H) + \Delta H_{\min}, \end{aligned} \quad (3.114)$$

откуда критический расход нефти, откачиваемый с головной перекачивающей станции при сбросе, составит

$$Q_{KP} = \left[\frac{h_{\Pi} + (c-1) \cdot A - (z_c - z_H) - \Delta H_{\min}}{1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \ell_i + (c-1) \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}}. \quad (3.115)$$

С целью определения величины критического сброса $q_{кр}$ запишем уравнение баланса напоров для участка трубопровода за пунктом сброса:

$$\begin{aligned} \Delta H_{\min} + (n - c + 1) \cdot \left[A - B \cdot (Q_{кр} - q_{кр})^{2-m} \right] = \\ = 1,02 \cdot f \cdot (Q_{кр} - q_{кр})^{2-m} \cdot \sum_{i=c}^n \ell_i + (z_K - z_c) + h_{ост}. \end{aligned} \quad (3.116)$$

Соответственно, значение критического сброса с учетом ограничений при работе левого участка трубопровода составит

$$q_{кр} = Q_{кр} - \left[\frac{\Delta H_{\min} + (n - c + 1) \cdot A - (z_K - z_c) - h_{ост}}{1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=c}^n \ell_i + (n - c + 1) \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}}. \quad (3.117)$$

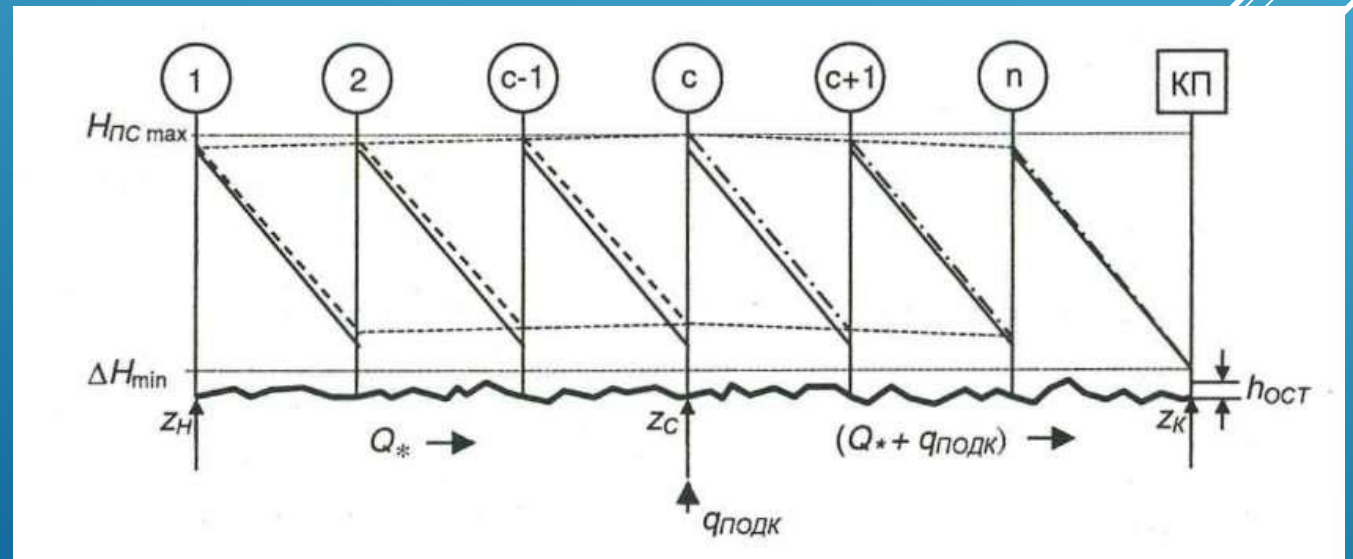
Организация попутного сброса вносит изменения в работу и правого участка нефтепровода. Это приводит к увеличению дифференциальных напоров станций, уменьшению гидравлического уклона и, как следствие, к увеличению напоров на выходе НПС с увеличением их номера.

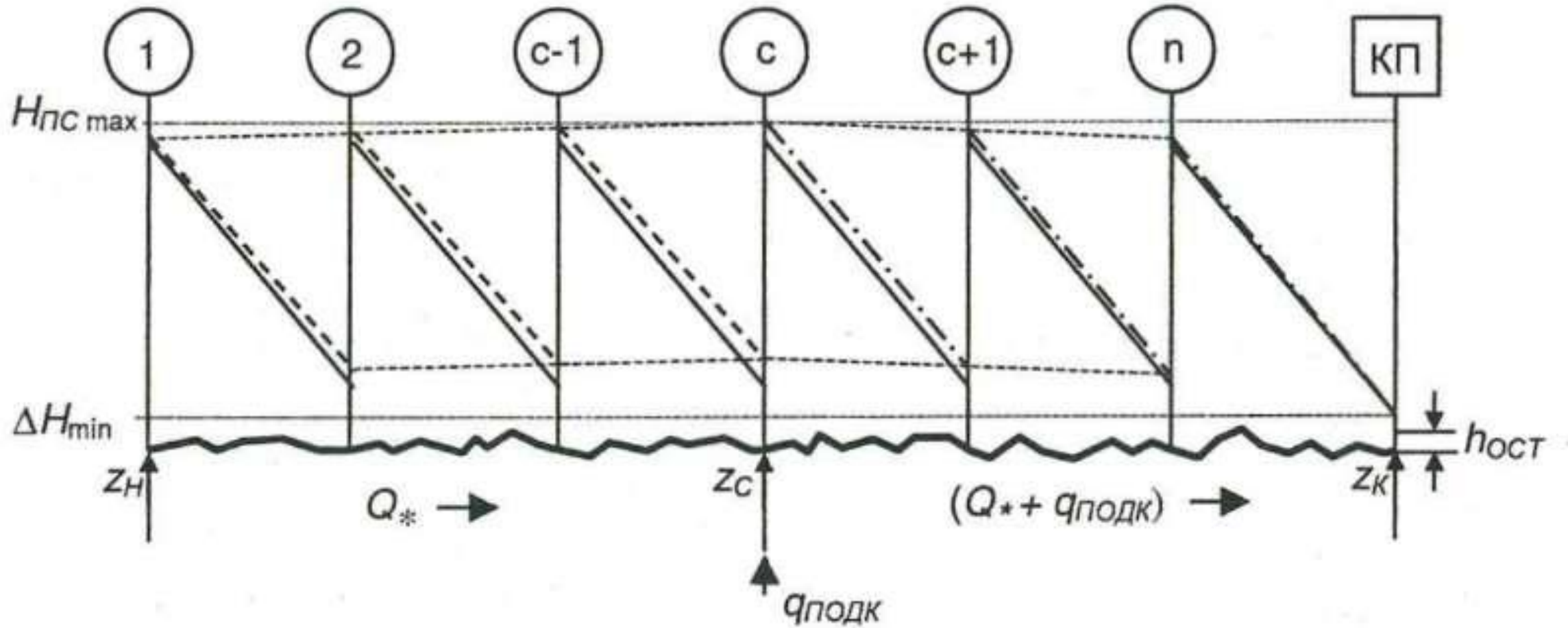
Таким образом, при однотипном оборудовании нефтеперекачивающих станций величина критического сброса $q_{кр}$ ограничивается минимально допустимым подпором на с-й НПС. В общем же случае, когда оборудование нефтеперекачивающих станций не однотипно, а число включенных насосов различно, лимитирующими могут быть параметры работы каждой из них.

Если требуемая величина сброса превышает допустимую $q_{кр}$ то необходимо прибегнуть к регулированию. Так, если величина сброса лимитируется подпором какой-либо НПС, то надо уменьшить производительность нефтепровода, увеличив гидравлическое сопротивление правой части (например, дросселированием) или уменьшив напоры станций за пунктом сброса. Если же величина сброса лимитируется напором какой-либо из станций, то следует уменьшать напоры и увеличивать гидравлическое сопротивление на участках трубопровода, расположенных до пункта сброса.

Нефтепровод с подкачкой

В случае подкачки гидравлическое сопротивление правого участка трубопровода возрастает, что приводит к уменьшению расхода нефти, откачиваемой с ГНПС. Вследствие этого подпоры на входе НПС, расположенных на левом участке нефтепровода, будут возрастать и достигнут наибольшего значения у станции, где производится подкачка, то есть на с-й НПС. На участке за пунктом подкачки расход увеличится на величину $q_{\text{подк}}$, что приведет к уменьшению подпоров НПС, расположенных в правой части трубопровода.





Распределение подпоров и напоров в случае подкачки на с-й НПС

Таким образом, величину критической подкачки $q_{кр}$ следует находить из условия максимально допустимого значения напора $H_{ПСmax}$ на выходе с-й НПС.

Критический расход $Q_{кр} = Q^* + q_{подк}$, соответствующий величине критической подкачки, найдем из уравнения баланса напоров участка трубопровода за пунктом подкачки:

$$\begin{aligned} H_{ПСmax} + (n-c) \cdot (A - B \cdot Q_{кр}^{2-m}) = \\ = 1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=c}^n \ell_i \cdot Q_{кр}^{2-m} + (z_K - z_c) + h_{ост}. \end{aligned} \quad (3.118)$$

Критический расход составит:

$$Q_{кр} = \left[\frac{H_{ПСmax} + (n-c) \cdot A - (z_K - z_c) - h_{ост}}{1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=c}^n \ell_i + (n-c) \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}}. \quad (3.119)$$

Полагая, что подпор перед с-й НПС в случае критической подкачки равен

$$\Delta H_c = H_{ПС \max} - (A - B \cdot Q_{КР}^{2-m}), \quad (3.120)$$

Запишем уравнение баланса напоров для участка до пункта подкачки:

$$\begin{aligned} h_{П} + (c-1) \cdot \left[A - B \cdot (Q_{КР} - q_{КР})^{2-m} \right] = \\ = 1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \ell_i \cdot (Q_{КР} - q_{КР})^{2-m} + (z_c - z_H) + \Delta H_c, \quad (3.121) \end{aligned}$$

откуда величина критической подкачки составляет

$$Q_{кр} = Q_{кр} \left[\frac{h_{п} + (c-1) \cdot A - (z_c - z_H) - \Delta H_c}{1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \ell_i + (c-1) \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (3.122)$$

Если требуемый расход подкачки больше допустимого, то необходимо прибегнуть к регулированию: уменьшить дифференциальные напоры НПС или увеличить гидравлическое сопротивление участка нефтепровода, расположенного за пунктом подкачки.

УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ НЕФТЕПРОВОДА



В процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов может возникнуть необходимость увеличения грузопотоков транспортируемой нефти. Выходом из сложившейся ситуации является либо строительство новых (параллельных) нефтепроводов, либо увеличение пропускной способности существующих магистралей.

Последний вариант можно реализовать изменением ($Q - H$) характеристики нефтеперекачивающих станций или линейной части трубопровода таким образом, чтобы рабочая точка переместилась вправо. Это может быть достигнуто либо сооружением дополнительных НПС на линейных участках между существующими станциями (удвоением числа НПС), либо прокладкой дополнительных лупингов, либо применением противотурбулентных присадок.

Рассмотрим возможности каждого из методов на примере одного технологического участка.

Удвоение числа нефтеперекачивающих станций

Производительность нефтепровода, которая была до удвоения числа НПС, может быть определена по формуле (3.48).

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

После того как количество НПС будет удвоено, в соответствии с уравнением баланса напоров

$$h_{\text{п}} + 2 \cdot n \cdot (A - B \cdot Q_1^{2-m}) = 1,02 \cdot f \cdot Q_1^{2-m} \cdot L_p + \Delta z + h_{\text{ост}} \quad (3.123)$$

в нефтепроводе установится производительность

$$Q_1 = \left[\frac{h_{\text{п}} + 2 \cdot n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ост}}}{1,02 \cdot f \cdot L_p + 2 \cdot n \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}}. \quad (3.124)$$

Поделив почленно формулу (3.124) на (3.48) при $N_T = 1$ и имея в виду, что $Q_1/Q = \chi_{\text{НПС}}$ — коэффициент увеличения пропускной способности при удвоении числа НПС, получим

$$\chi_{\text{НПС}} = \left[\left(\frac{h_{\Pi} + 2 \cdot n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ост}}}{1,02 \cdot f \cdot L_p + 2 \cdot n \cdot B} \right) \cdot \left(\frac{1,02 \cdot f \cdot L_p + n \cdot B}{h_{\Pi} + n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ост}}} \right) \right]^{\frac{1}{2-m}} =$$

$$= \left(\frac{1 + \frac{n \cdot A}{h_{\Pi} + n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ост}}}}{1 + \frac{n \cdot B}{1,02 \cdot f \cdot L_p + n \cdot B}} \right)^{\frac{1}{2-m}} \quad (3.125)$$

Учитывая, что $(h_{п-Δz-hOCT}) \ll pA$, можем записать выражение (3.125) в виде

$$\chi_{нпс} \approx \left(\frac{2}{1 + \frac{W}{1+W}} \right)^{\frac{1}{2-m}} \quad (3.126)$$

Величина W представляет собой соотношение крутизны суммарной характеристики первоначального количества перекачивающих станций к крутизне характеристики трубопровода. В зависимости от типа используемых насосов, диаметра трубы и вязкости перекачиваемой нефти величина W может существенно изменяться.

Для удобства анализа полученного выражения предположим, что напор перекачивающей станции не зависит от подачи, то есть $B = 0$. Тогда формула (3.126) примет вид

$$\chi_{\text{НПС}} \approx 2^{\frac{1}{2-m}}. \quad (3.127)$$

Из формулы (3.127) видно, что при удвоении числа перекачивающих станций и сохранении их прежнего напора увеличение производительности нефтепровода зависит только от режима перекачки: при $m = 1$ $\chi_{\text{нпс}} = 2$; при $m = 0,25$ $\chi_{\text{нпс}} = 1,49$; при $m = 0,1$ $\chi_{\text{нпс}} = 1,44$; при $m = 0$ $\chi_{\text{нпс}} = 1,41$. Необходимо подчеркнуть, что этот способ увеличения производительности обеспечивает ее удвоение только при ламинарном режиме, который в практике эксплуатации магистральных нефтепроводов практически не встречается. При турбулентном режиме перекачки удвоение станций позволяет теоретически увеличить производительность на 41-49%, то есть менее чем наполовину. Если же учесть, что $B \neq 0$, то найденные величины $\chi_{\text{нпс}}$ будут несколько меньше.

Прокладка лупинга

Из уравнения баланса напоров для трубопровода, имеющего лупинг длиной $l_{\text{л}}$

$$\begin{aligned} h_{\text{п}} + n \cdot (A - B \cdot Q_0^{2-m}) = \\ = 1,02 \cdot f \cdot L_p \cdot Q_0^{2-m} \cdot \left[1 - \frac{\ell_{\text{л}}}{L_p} \cdot (1 - \omega) \right] + \Delta z + h_{\text{ост}}, \end{aligned} \quad (3.128)$$

следует, что его производительность составит

$$Q_0 = \left\{ \frac{h_{\text{п}} + n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ост}}}{1,02 \cdot f \cdot L_p \left[1 - \frac{\ell_{\text{л}}}{L_p} \cdot (1 - \omega) \right] + n \cdot B} \right\}^{\frac{1}{2-m}}. \quad (3.129)$$

Соответственно, увеличение производительности произойдет в число раз, равное

$$\chi_{\text{л}} = \frac{Q_0}{Q} = \left\{ \frac{1,02 \cdot f \cdot L_p + n \cdot B}{1,02 \cdot f \cdot L_p \left[1 - \frac{\ell_{\text{л}}}{L_p} \cdot (1 - \omega) \right] + n \cdot B} \right\}^{\frac{1}{2-m}} =$$
$$= \left[\frac{1 + W}{1 - \frac{\ell_{\text{л}}}{L_p} \cdot (1 - \omega) + W} \right]^{\frac{1}{2-m}} . \quad (3.130)$$

Как и ранее, для удобства анализа примем, что $W = 0$. В результате формула (3.130) примет вид

$$\chi_L \approx \frac{1}{\left[1 - \frac{\ell_L}{L_P} \cdot (1 - \omega)\right]^{\frac{1}{2-m}}}. \quad (3.131)$$

Видно, что увеличение производительности в этом случае зависит только от того, какую долю от общей длины основной магистрали составляет лупинг, от соотношения диаметров лупинга и основного трубопровода, а также от режима перекачки.

В таблице приведены расчетные величины $\chi_{\text{л}}$ для случая, когда диаметры основной магистрали и лупинга равны.

| m | Величина $\chi_{\text{л}}$ при $l_{\text{л}} / L_{\text{р}}$, равном | | | | |
|------|---|------|------|------|-----|
| | 0,05 | 0,25 | 0.5 | 0,75 | 1,0 |
| 1 | 1,03 | 1,14 | 1,33 | 1,60 | 2 |
| 0,25 | 1,02 | 1,12 | 1,28 | 1,53 | 2 |
| 0,1 | 1,02 | 1,11 | 1,27 | 1,52 | 2 |
| 0 | 1,02 | 1,11 | 1,26 | 1,51 | 2 |

трубопровода, позволяет удвоить его пропускную способность независимо от режима течения. Очень важно, что такая величина $\chi_{\text{л}}$ достигается без строительства дополнительных нефтеперекачивающих станций и поэтому построенный лупинг не является просто новым нефтепроводом.

Из формулы (3.131) можно выразить необходимую длину лупинга, обеспечивающего увеличение производительности нефтепровода в заданное число раз

$$\frac{l_{л}}{L_p} = \frac{1}{1-\omega} \cdot \left(1 - \frac{1}{\chi_{л}^{2-m}} \right). \quad (3.132)$$

Расчеты по формуле (3.132) показывают: такое же увеличение производительности, что и при удвоении числа НПС ($\chi_{л} = \chi_{нпс}$), достигается при следующих длинах лупинга: при $m = 1$ $l_{л} = L_p$, при $m = 0,25$ $l_{л} = 0,712 \cdot L_p$, при $m = 0,1$ $l_{л} = 0,683 \cdot L_p$, при $m = 0$ $l_{л} = 0,667 \cdot L_p$, то есть в зависимости от режима течения длина лупинга должна составлять от 66,7 до 100% длины основной магистрали.

К сожалению, на увеличение пропускной способности нефтепроводов накладывается ряд ограничений. Так, нередко с целью снижения капиталовложений трубопроводы проектируют с уменьшающейся толщиной стенки (в соответствии с характером изменения давлений между станциями). В этих условиях удвоение числа НПС, приводящее к увеличению давления в середине перегонов, может оказаться невозможным. Проблематично увеличение числа нефтеперекачивающих станций и на трубопроводах, имеющих значительный срок эксплуатации, так как их стенка ослаблена накопленными дефектами.

На применение методов увеличения производительности определенные ограничения накладывает и оборудование, установленное на НПС. Покажем это на примере удвоения числа нефтеперекачивающих станций (рис. 3.38).

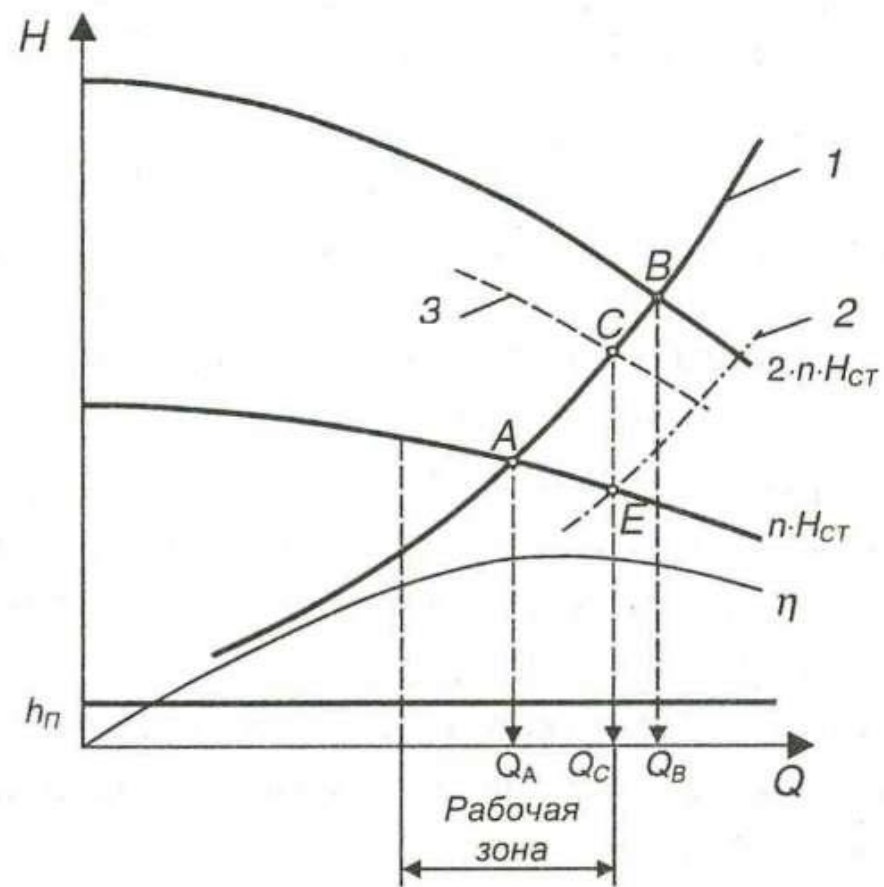


Рис. 3.38. Совмещенная характеристика трубопровода и НПС при $H_{ст} \neq \text{const}$:

1 — $(Q - H)$ характеристика нефтепровода; 2 — $(Q - H)$ характеристика нефтепровода с лупингом; 3 — $(Q - H)$ характеристика НПС после регулирования (обеспечивает равенство $Q_c = 1,2 \cdot Q_H$)

Пусть первоначально рабочей точкой была точка А, которой соответствовала производительность Q_A . После удвоения числа НПС производительность нефтепровода стала равной Q_B . Будет ли она находиться в пределах зоны максимальных КПД насосов? Будет, если первоначально нефтепровод работал с производительностью

$$Q_A < \frac{1,2 \cdot Q_H}{\chi_{НПС}} \quad (3.133)$$

При ламинарном режиме перекачки ($1,2 \cdot Q_n / 2 = 0,6 \cdot Q_n$), при турбулентном режиме в зоне гидравлически гладких труб - $0,808 \cdot Q_n$, в зоне смешанного трения — $0,833 \cdot Q_n$, в зоне квадратичного трения — $0,849 \cdot Q_n$. Как видим, если режим течения ламинарный, то величина Q_B при удвоении числа НПС всегда находится за пределами рабочей части характеристики насосов. При турбулентном же режиме величина Q_B может остаться в пределах рабочей зоны только тогда, когда первоначальная производительность нефтепровода Q_A составляла от $0,808$ до $0,849$ номинальной подачи насосов. Случай это относительно редкий и поэтому мы можем сделать вывод, что при удвоении числа НПС вновь достигаемая производительность нефтепровода Q_B находится за пределами рабочей зоны насосов. Соответствующую ей рабочую точку назовем точкой В.

Выход за пределы рабочей зоны приводит к уменьшению коэффициента полезного действия насосов и увеличению удельных затрат энергии на перекачку, что не всегда оправдано. Поэтому, если менять насосное оборудование не планируется, максимально допустимое увеличение производительности трубопровода должно быть не более $\chi_{\text{доп}} = 1,2Q_H/Q_A$. В этом случае рабочей точкой должна стать точка С. Добиться соответствующего прохождения суммарной характеристики НПС можно если часть нефтеперекачивающих станций будет развивать меньший напор (работать меньшим количеством насосов, иметь насосы с меньшим диаметром рабочих колес и т. п.).

В качестве примера определим какое общее число одинаковых насосов на НПС должно быть, чтобы производительность нефтепровода увеличилась в χ раз. Учитывая, что $A = m_0 \cdot a_M$ и $B = m_0 \cdot b_M$ (где m_0 — первоначальное общее количество работающих насосов на станциях рассматриваемого технологического участка), можем переписать формулу (3.48) в виде

$$Q_0 = \left[\frac{h_{II} + m_0 \cdot a_M - \Delta z - h_{OCT}}{1,02 \cdot f \cdot L_p + m_0 \cdot b_M} \right]^{\frac{1}{2-m}}. \quad (3.134)$$

После увеличения общего количества работающих насосов до m_1 по аналогии можем записать

$$Q_1 = \left[\frac{h_{II} + m_1 \cdot a_M - \Delta z - h_{OCT}}{1,02 \cdot f \cdot L_p + m_1 \cdot b_M} \right]^{\frac{1}{2-m}}. \quad (3.135)$$

Поделив (3.135) на (3.134) и обозначив $Q_1/Q_0 = \chi_{\text{доп}}$, получаем

$$\begin{aligned} \chi_{\text{доп}} &= \left[\left(\frac{h_{\Pi} + m_1 \cdot a_M - \Delta z - h_{\text{ост}}}{h_{\Pi} + m_0 \cdot a_M - \Delta z - h_{\text{ост}}} \right) \cdot \left(\frac{1,02 \cdot f \cdot L_p + m_0 \cdot b_M}{1,02 \cdot f \cdot L_p + m_1 \cdot b_M} \right) \right]^{\frac{1}{2-m}} = \\ &= \left(\frac{1 + \frac{a_M \cdot (m_1 - m_0)}{h_{\Pi} + m_0 \cdot a_M - \Delta z - h_{\text{ост}}}}{1 + \frac{b_M \cdot (m_1 - m_0)}{1,02 \cdot f \cdot L_p + m_0 \cdot b_M}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \end{aligned} \quad (3.136)$$

Учитывая, что $(h_{п} - \Delta z - h_{ост}) \ll m_0 \cdot a_M$ и обозначив

$$\frac{m_0 \cdot b_M}{1,02 \cdot f \cdot L_p} = W$$

, можем переписать выражение (3.136) в виде

$$\chi_{доп} \approx \left(\frac{\frac{m_1}{m_0} \cdot (1+W)}{1+W \cdot \frac{m_1}{m_0}} \right)^{\frac{1}{2-m}},$$

откуда

$$\frac{m_1}{m_0} = \frac{\chi_{доп}^{2-m}}{1 - W \cdot (\chi_{доп}^{2-m} - 1)}. \quad (3.137)$$

По формуле (3.137) можно найти только необходимое общее количество работающих насосов. Их распределение по станциям — задача, решаемая с учетом ограничений на напоры и подпоры НПС.

Сопоставим теперь рассмотренные способы увеличения пропускной способности с точки зрения удельных затрат электроэнергии на 1 тонну перекачиваемой нефти. Если пренебречь энергозатратами на работу подпорных насосов, из формулы (3.95) следует

$$E_{уд} = \frac{1}{\rho \cdot Q} \cdot \sum_{i=1}^n N_{НПС i} = \frac{n \cdot Q \cdot \rho \cdot g \cdot H_{СТ}}{\rho \cdot Q \cdot \eta_H \cdot \eta_{Э} \cdot \eta_{МЭХ}} = \frac{n \cdot g \cdot H_{СТ}}{\eta_H \cdot \eta_{Э} \cdot \eta_{МЭХ}}. (3.138)$$

После удвоения перекачивающих станций (при $H_{СТ} = \text{const}$)

$$E_{уд}^* = \frac{2 \cdot n \cdot g \cdot H_{СТ}}{\eta_H^* \cdot \eta_{Э}^* \cdot \eta_{МЭХ}^*}. (3.139)$$

Соответственно получаем

$$\frac{E_{уд}^*}{E_{уд}} = 2 \cdot \frac{\eta_H}{\eta_H^*} \cdot \frac{\eta_{\text{Э}}}{\eta_{\text{Э}}^*} \cdot \frac{\eta_{\text{Мех}}}{\eta_{\text{Мех}}^*}.$$

Если предположить равенство коэффициентов полезного действия насосов $\eta_H = \eta_H^*$, (хотя на самом деле $\eta_H > \eta_H^*$), электродвигателей $\eta_{\text{Э}} = \eta_{\text{Э}}^*$ и механической передачи $\eta_{\text{Мех}} = \eta_{\text{Мех}}^*$ до и после удвоения числа НПС, относительное увеличение энергозатрат составит

$$\psi = \frac{E_{уд}^*}{E_{уд}} = 2. \quad (3.140)$$

В случае применения лупинга прирост пропускной способности нефтепровода происходит за счет снижения гидравлического сопротивления линейной части, то есть без участия перекачивающих станций. В этом случае

$$E_{уд}^* = E_{уд}; \quad \psi = 1. \quad (3.141)$$

Выводы.

Удвоение числа НПС позволяет увеличить пропускную способность не более чем на 40%, тогда как прокладка лупингов позволяет практически удвоить производительность нефтепровода.

Применение лупингов имеет также следующие очевидные преимущества:

- 1) величина давления в трубопроводе не увеличивается;
- 2) удельные энергозатраты на перекачку остаются прежними, тогда как при удвоении числа НПС они также удваиваются.

Однако для обеспечения очистки и диагностики лупингов требуется сооружение дополнительных камер пуска-приема СОД. Поэтому окончательное решение о выборе способа увеличения пропускной способности нефтепровода должно приниматься на основе экономического сравнения вариантов.

Применение противотурбулентных присадок

Наряду с рассмотренными способами увеличения пропускной способности трубопровода применяется метод, основанный на введении в поток перекачиваемой нефти специальных полимерных добавок — противотурбулентных присадок (ПТП).

Механизм действия ПТП основан на гашении турбулентных пульсаций вблизи внутренней поверхности трубопровода вследствие взаимодействия молекул полимера с турбулентными вихрями, возникающими в пристенном слое перекачиваемой жидкости. Этот эффект впервые был экспериментально установлен английским ученым Томсом в 1948 г. Использование эффекта Томса позволяет значительно уменьшить гидравлическое сопротивление. Так, например, весьма малая концентрация подобных добавок (10 - 50 г/т нефти) позволяет увеличить пропускную способность трубопровода на 15-25%.

Различают гелевую и дисперсионную формы противотурбулентных присадок. Гелевые присадки (CDR 102, Necadd 547, Виол, X-PAND) выполнены в виде раствора полимера в какой-либо углеводородной жидкости (бензин, керосин и др.) и содержат около 10% активного полимера.

Дисперсионные присадки представляют собой суспензию полимера в различных жидкостях, не вступающих с ним в химическую реакцию. В качестве таких жидкостей обычно выступают спирты, гликоли и их эфиры. Содержание активного полимера в данных присадках достигает 25%. К ним относятся Necadd 447, Liquid Power, FLO XL, FLO MHA, M-FLOWTREAT.

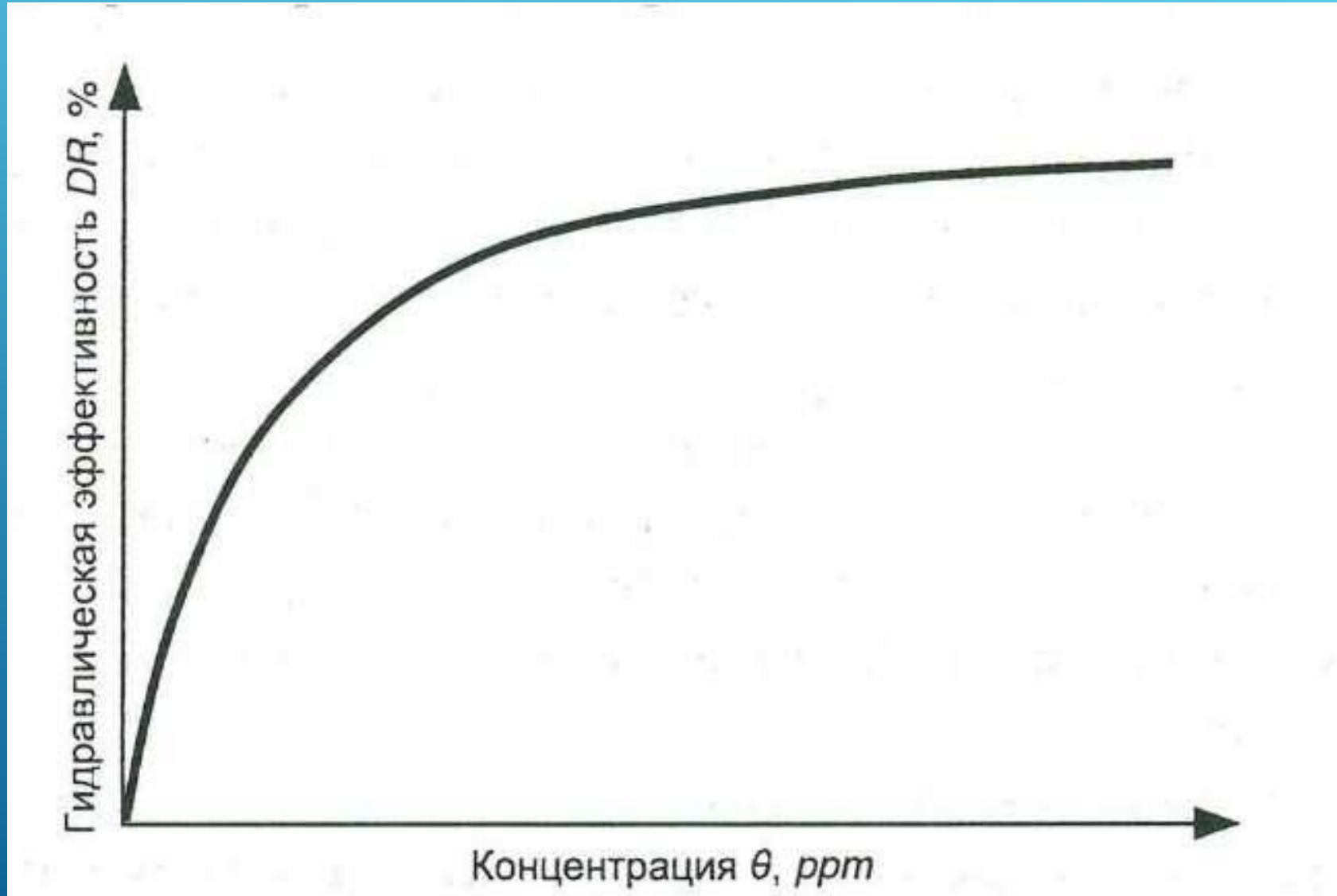
В настоящее время в отрасли трубопроводного транспорта маловязких нефтей и нефтепродуктов используется широкий спектр противотурбулентных присадок. Наиболее эффективные присадки производятся на основе альфа-полиолефина.

Одной из важнейших характеристик противотурбулентной присадки является ее гидравлическая эффективность, под которой понимают относительное снижение гидравлического сопротивления, определяемое по формуле

$$DR = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\Delta P_f \cdot Q_0^2}{\Delta P_0 \cdot Q_f^2} \right) \cdot 100\%, \quad (3.142)$$

где DR — относительное снижение гидравлического сопротивления в трубопроводе; λ_0 , Q_0 , ΔP_0 — коэффициент гидравлического сопротивления, расход и перепад давления в трубопроводе при перекачке нефти без присадки; λ_f , Q_f , ΔP_f — то же при перекачке с присадкой.

График зависимости гидравлической эффективности ПТП от ее концентрации представлен на рис 3.39.



Следует отметить, что стендовые испытания ПТП не в полной мере учитывают реальные условия применения присадок: диаметр и длину трубопровода, склонность активного полимера к деструкции (разрушению) и т.д. Поэтому гидравлическую эффективность ПТП следует уточнять применительно к фактическим условиям эксплуатации трубопровода на основании проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) при условии поддержания постоянной производительности трубопровода ($Q_0 = Q_f$). Зависимость эффективности ПТП от концентрации в нефти аппроксимируется дробно-линейной функцией Вирка

$$DR(\theta) = \frac{\theta}{a + b \cdot \theta}, \quad (3.143)$$

где a и b — коэффициенты уравнения регрессии.

В случае необходимости определения концентрации в (г/т) при известном значении эффективности ПТП (обратная задача) формула (3.143) преобразуется к виду

$$\theta = \frac{a}{\frac{1}{DR(\theta)} - b}. \quad (3.144)$$

Учитывая, что гидравлическая эффективность ПТП резко снижается из-за воздействия местных сопротивлений и практически становится равной нулю после прохождения перекачиваемой жидкости через насосы НПС, пункты ввода ПТП необходимо размещать после регуляторов давления на выходе каждой НПС. Вследствие этого рационально использовать ПТП для повышения пропускной способности, главным образом, лимитирующих участков трубопровода.

Несмотря на сравнительно низкие капитальные вложения, связанные в основном с оснащением трубопровода пунктами ввода ПТП, высокая стоимость противотурбулентных присадок приводит к росту эксплуатационных расходов. Кроме того, максимальная гидравлическая эффективность ПТП будет достигнута только после завершения заполнения нефтью с ПТП всего участка трубопровода, то есть процесс увеличения пропускной способности инерционен во времени. Однако использование ПТП для обеспечения повышенной пропускной способности при поэтапном строительстве трубопровода или для кратковременного увеличения производительности имеет неоспоримые преимущества перед другими методами.



ПОЧТИ ВСЁ