

# МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Лекция №4



# ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ


Магистральные трубопроводы.

Лекция №4

Технологический расчет нефтепровода предусматривает решение следующих основных задач:

- ▶ Определение оптимальных параметров нефтепровода
- ▶ Расстановка станций по трассе нефтепровода
- ▶ Расчет эксплуатационных режимов нефтепровода

Оптимальные параметры:

- ▶ Диаметр трубопровода
  - ▶ Давление на НПС
  - ▶ Толщина стенки трубопровода
  - ▶ Число перекачивающих станций
- 

# ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЕТА



Проектирование нефтепровода выполняется на основании проектного задания, в котором указываются:

- ▶ начальный и конечный пункты трубопровода;
- ▶ размещение пунктов путевых сбросов (подкачек) нефти;
- ▶ пропускная способность трубопровода в целом и по отдельным его участкам;
- ▶ сведения о свойствах перекачиваемой нефти;
- ▶ сроки ввода нефтепровода в эксплуатацию по очередям строительства.

На основании данных о начальном, конечном и промежуточных пунктах нефтепровода выбирается его трасса. Эта информация в свою очередь является основой для определения в ходе изысканий температур грунта (при подземной прокладке) вдоль трассы и построения ее профиля.

**Профиль трассы** – это графическое изображение рельефа местности вдоль оси трубопровода, которое строится по особым правилам:

- ▶ на него наносятся только характерные точки (вершины, впадины, изломы) местности;
- ▶ расстояния между характерными точками откладываются только по горизонтали, а их геодезические (нивелирные) высоты – по вертикали;
- ▶ горизонтальный и вертикальный масштабы различаются по величине.

По чертежу профиля трассы определяют необходимые для гидравлического расчета расчетную длину нефтепровода и разность геодезических (высотных) отметок. По нему также выполняют расстановку нефтеперекачивающих станций.

В задании на проектирование плотность перекачиваемой нефти указывается при температуре 293К, а ее кинематическая вязкость – при некоторых двух значениях температуры (например, при 273К и 293К). Этих данных вполне достаточно, чтобы производить пересчет свойств нефти на расчетную температуру.

**Расчетная температура** транспортируемой нефти, принимается равной минимальной среднемесячной температуре грунта на глубине заложения оси трубопровода с учетом начальной температуры нефти на головных сооружениях, тепловыделений в трубопроводе, обусловленных трением потока, и теплоотдачи в грунт.

В первом приближении допускается расчетную температуру нефти принимать равной среднемесячной температуре грунта самого холодного месяца на уровне оси подземного трубопровода. Для трубопровода большой протяженности трасса разбивается на отдельные участки с относительно одинаковыми условиями. В этом случае можно записать

$$T_p = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n \ell_i \cdot T_i \quad (1)$$

где  $L$  – протяженность нефтепровода;  
 $\ell_i$  – длина  $i$ -го участка с относительно одинаковой температурой  $T_i$ ;  
 $n$  – число участков.



Расчетная плотность нефти при температуре  $T=T_P$  определяется по формуле

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T) \quad (2)$$

где  $\xi$  – температурная поправка,  $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$ ,

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293} \quad (3)$$

где  $\rho_{293}$  – плотность нефти при 293К,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Расчетная кинематическая вязкость нефти определяется при расчетной температуре по вязкостно-температурной кривой, либо по одной из следующих зависимостей:

- ▶ формула Вальтера (ASTM),
- ▶ формула Филонова-Рейнольдса.

## Формула Вальтера (ASTM)

$$\lg \lg(\nu_T + 0,8) = A_0 + B_0 \cdot \lg T \quad (4)$$

где  $\nu_T$  – кинематическая вязкость нефти, мм<sup>2</sup>/с;  
 $A_v$  и  $B_v$  – постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости  $\nu_1$  и  $\nu_2$  при двух температурах  $T_1$  и  $T_2$

$$B_v = \frac{\lg \left[ \frac{\lg(\nu_2 + 0,8)}{\lg(\nu_1 + 0,8)} \right]}{\lg T_2 - \lg T_1} \quad (5);$$

$$A_v = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - B_v \cdot \lg T_1 \quad (6);$$

## Формула Филонова-Рейнольдса

$$\nu_T = \nu_1 \cdot \exp[-u \cdot (T - T_1)] \quad (7)$$

где  $u$  – коэффициент крутизны вискограммы, 1/К;

$$u = \frac{1}{T_2 - T_1} \cdot \ln \frac{\nu_1}{\nu_2} \quad (8)$$

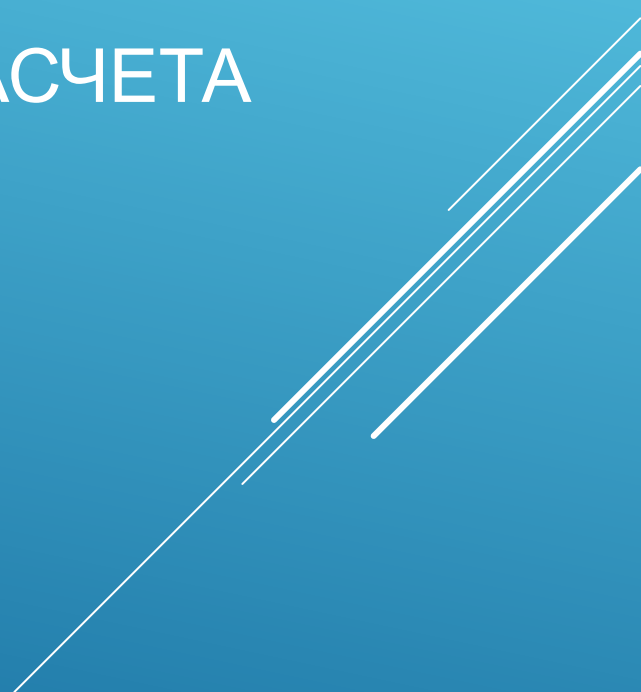
**Величина пропускной способности нефтепровода,** указанная в задании на проектирование, используется при определении расчетной часовой производительности трубопровода, а сведения о **сроках ввода нефтепровода в эксплуатацию по очередям строительства** – для определения возможных режимов его работы.

Кроме данных, указанных в задании на проектирование, для выполнения технологического расчета необходимы также **сведения о трубах, выпускаемых промышленностью** (наружный диаметр, номинальные толщины стенки, марка стали и ее прочностные характеристики), а также данные об **укрупненных технико-экономических показателях** при сооружении нефтепроводов.

Укрупненные технико-экономические показатели:

- ▶ стоимость сооружения одного километра нефтепровода (включая стоимость труб, земляных, сварочных, изоляционно-укладочных работ и т. д.) как основной, так и резервной ниток магистрали;
- ▶ стоимость строительства одной нефтеперекачивающей станции: головной или промежуточной, на новой или совмещенной площадке (включая стоимость оборудования трубопроводных коммуникаций, зданий, а для головных станций и стоимость резервуарного парка);
- ▶ сведения о составляющих эксплуатационных затрат (отчисления на амортизацию и текущий ремонт, стоимость 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии и т. д.).

# ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЕТА НЕФТЕПРОВОДА



Расчетная часовая производительность нефтепровода определяется по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\text{г}} \cdot k_{\text{НП}}}{24 \cdot N_{\text{р}} \cdot \rho} \cdot 10^9 \quad (9)$$

где  $G_{\text{г}}$  – годовая (массовая) производительность нефтепровода, млн. т/год;  $\rho$  – расчетная плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $N_{\text{р}}$  – расчетное число рабочих дней в году,  $N_{\text{р}}=350$  суток;  $k_{\text{НП}}$  – коэффициент неравномерности перекачки, величина которого принимается равной для:

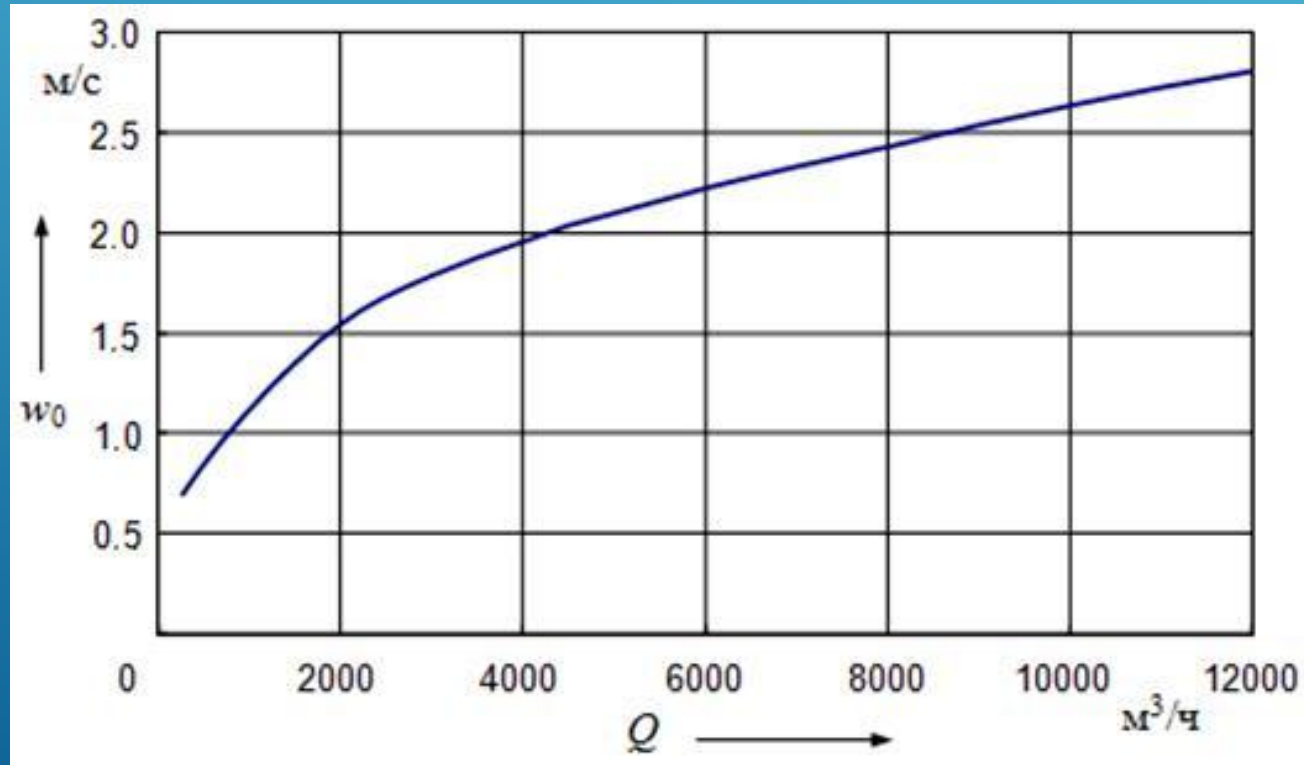
- ▶ трубопроводов, прокладываемых параллельно с другими нефтепроводами и образующими систему  $k_{\text{НП}}=1,05$ ;
- ▶ однопунктовых нефтепроводов, подающих нефть к нефтеперерабатывающему заводу, а также однопунктовых нефтепроводов, соединяющих систему  $k_{\text{НП}}=1,07$ ;
- ▶ однопунктовых нефтепроводов, подающих нефть от пунктов добычи к системе трубопроводов  $k_{\text{НП}}=1,10$ .



Ориентировочное значение внутреннего диаметра вычисляется по формуле

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{\text{ч}}}{3600 \cdot \pi \cdot w_o}} \quad (10)$$

где  $w_o$  – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяемая из графика зависимости рекомендуемой скорости перекачки от плановой производительности нефтепровода



Производительность $G_r$ , млн.т./год	Наружный диаметр $D_n$ , мм	Рабочее давление $P$ , МПа
0,7...1,2	219	8,8...9,8
1,1...1,8	273	7,4...8,3
1,6...2,4	325	6,6...7,4
2,2...3,4	377	5,4...6,4
3,2...4,4	426	5,4...6,4
4,0...9,0	530	5,3...6,1
7,0...13,0	630	5,1...5,5
11,0...19,0	720	5,6...6,1
15,0...27,0	820	5,5...5,9
23,0...50,0	1020	5,3...5,9
41,0...78,0	1220	5,1...5,5

Марка насоса	Диапазон изменения подачи насоса, м <sup>3</sup> /ч	Номинальные параметры			
		Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	К.П.Д., %
НПВ 150-60	90–175	150	60	3	71
НПВ 300-60	120–330	300	60	4	75
НПВ 600-60	300–700	600	60	4	77
НПВ 1250-60	620–1550	1250	60	2,2	77
НПВ 2500-80	1350–3000	2500	80	3,2	82
НПВ 3600-90	1800–4300	3600	90	4,8	85
НПВ 5000-120	2700–6000	5000	120	5	85

Марка насоса	Ротор	Диапазон изменения подачи насоса, м <sup>3</sup> /ч	Номинальные параметры			
			Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	К.П.Д., %
1	2	3	4	5	6	7
HM 125-550	$1,0 \cdot Q_H$	90–155	125	550	4	74
HM 180-500	$1,0 \cdot Q_H$	135–220	180	500	4	74
HM 250-475	$1,0 \cdot Q_H$	200–330	250	475	4	80
HM 360-460	$1,0 \cdot Q_H$	225–370	360	460	4,5	80
HM 500-300	$1,0 \cdot Q_H$	350–550	500	300	4,5	80
HM 710-280	$1,0 \cdot Q_H$	450–800	710	280	6	80
HM 1250-260	$0,7 \cdot Q_H$	650–1150	900	260	16	82
	$1,0 \cdot Q_H$	820–1320	1 250		20	82
	$1,25 \cdot Q_H$	1100–1800	1 565		30	80

Марка насоса	Ротор	Диапазон изменения подачи насоса, м <sup>3</sup> /ч	Номинальные параметры			
			Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	К.П.Д., %
1	2	3	4	5	6	7
HM 2500-230	0,5·Q <sub>H</sub>	900–2100	1 250	230	24	80
	0,7·Q <sub>H</sub>	1300–2500	1 800		26	82
	1,0·Q <sub>H</sub>	1700–2900	2 500		32	85
	1,25·Q <sub>H</sub>	2400–3300	3 150		48	85
HM 3600-230	0,5·Q <sub>H</sub>	1300–2600	1 800	230	33	82
	0,7·Q <sub>H</sub>	1600–2900	2 500		37	85
	1,0·Q <sub>H</sub>	2700–3900	3 600		40	87
	1,25·Q <sub>H</sub>	3600–5000	4 500		45	84
HM 7000-210	0,5·Q <sub>H</sub>	2600–4800	3 500	210	50	80
	0,7·Q <sub>H</sub>	3500–5400	5 000		50	84
HM 7000-210	1,0·Q <sub>H</sub>	4500–8000	7 000	210	60	89
	1,25·Q <sub>H</sub>	7000–9500	8 750		70	88
HM 10000-210	0,5·Q <sub>H</sub>	4000–6500	5 000	210	42	80
	0,7·Q <sub>H</sub>	5500–8000	7 000		50	85
	1,0·Q <sub>H</sub>	8000–11000	10 000		70	84
	1,25·Q <sub>H</sub>	10000–13000	12 500		80	88

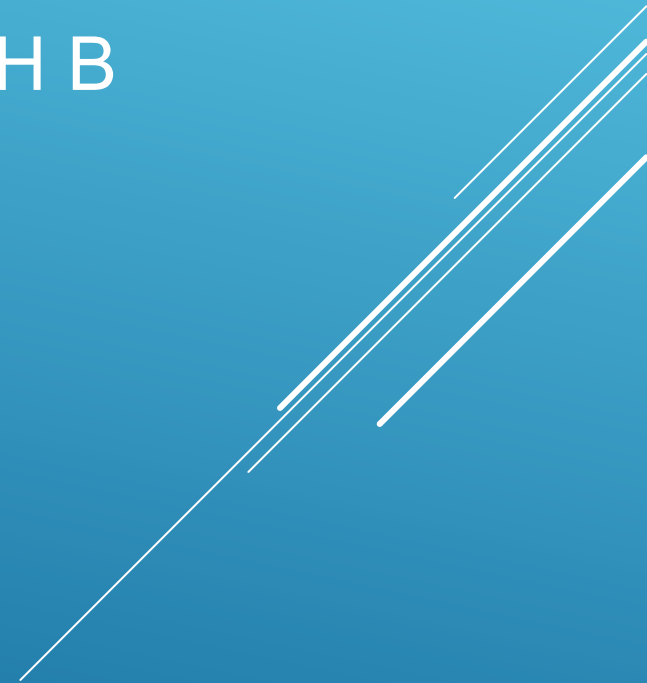
По напорным характеристикам насосов вычисляется рабочее давление (МПа) из условия

$$P = \rho \cdot g \cdot (h_n + m_m \cdot h_m) \cdot 10^{-6} \leq P_{доп} \quad (11)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения;  $h_n$ ,  $h_m$  – соответственно напоры, развиваемые подпорным и магистральным насосами при расчетной производительности нефтепровода;  $m_m$  – число работающих магистральных насосов на нефтеперекачивающей станции;  $P_{доп}$  – допустимое давление НПС из условия прочности корпуса насоса или допустимое давление запорной арматуры.

Для ряда насосов от НМ 125-550 до НМ 360-460 включительно предполагается последовательное соединение трех насосов по схеме: два работающих плюс один резервный.

# ПОТЕРИ НАПОРА И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ УКЛОН В ПРОСТОМ НЕФТЕПРОВОДЕ



Простым называется нефтепровод постоянного диаметра, по длине которого расход не меняется.

При перекачке нефти по магистральному нефтепроводу напор, развиваемый насосами НПС, расходуется на трение  $h_{\tau}$ , преодоление местных сопротивлений  $h_{MC}$ , статического сопротивления из-за разности геодезических отметок  $\Delta z$ , а также создания требуемого остаточного напора в конце трубопровода  $h_{ост}$ .

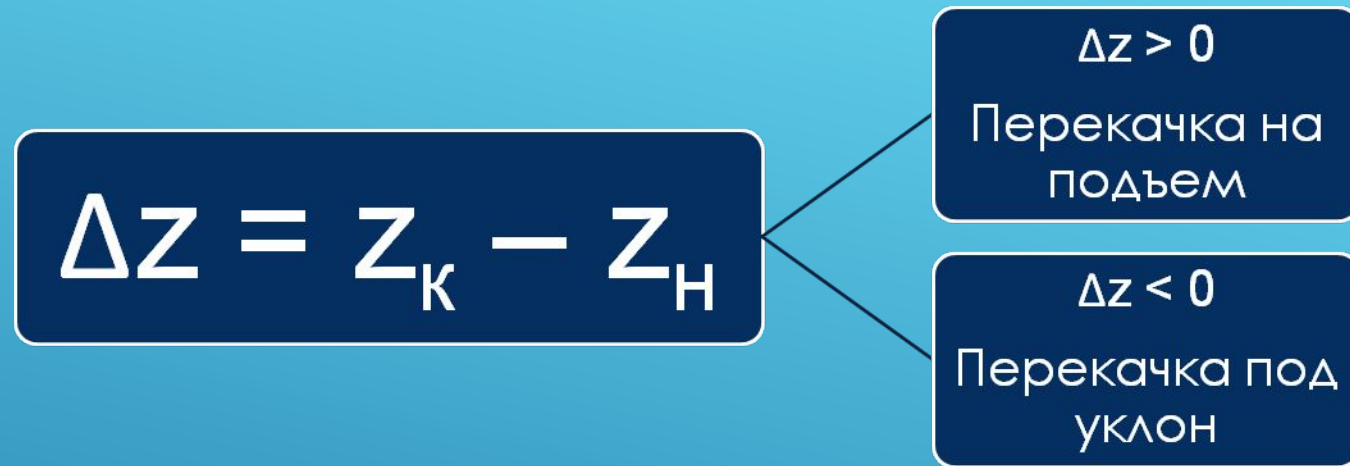
$$H = h_{\tau} + h_{MC} + \Delta z + h_{ост}.$$

(12)

$$H = 1,02 \cdot h_{\tau} + \Delta z + h_{ост}.$$

(13)





Остаточный напор  $h_{\text{ост}}$  необходим для преодоления сопротивления технологических коммуникаций и заполнения резервуаров конечного пункта (а также промежуточных НПС, находящихся на границах эксплуатационных участков).

**Потери напора на трение** в трубопроводе определяют по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{L_p}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} \quad (14)$$

где  $L_p$  – расчетная длина нефтепровода (равна полной длине трубопровода при отсутствии перевальных точек), м;

$\nu$  – расчетная кинематическая вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

либо по обобщенной формуле Лейбензона

$$h_{\tau} = \beta \cdot \frac{\nu^m \cdot Q_c^{2-m}}{D^{5-m}} \cdot L_p \quad (15)$$

$\beta$ ,  $m$  – коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона.

Значения  $\lambda$ ,  $\beta$  и  $m$  зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы. Число Рейнольдса, характеризующее соотношение сил инерции и вязкости в потоке, находится по формуле

$$Re = \frac{w \cdot D}{\nu} = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D \cdot \nu} \quad (16)$$

При значениях  $Re < 2320$  наблюдается ламинарный режим течения жидкости. Область турбулентного течения подразделяется на три зоны:

- ▶ гидравлически гладкие трубы  $2320 < Re < Re_1$ ;
- ▶ зона смешанного трения  $Re_1 < Re < Re_2$ ;
- ▶ квадратичное (шероховатое) трение  $Re > Re_2$ .

Значения переходных чисел Рейнольдса  $Re_1$  и  $Re_2$  определяют по формулам

$$Re_1 = \frac{10}{\bar{k}} \quad ; \quad Re_2 = \frac{500}{\bar{k}} \quad (17)$$

где  $\bar{k} = k_{\text{э}} / D$  — относительная шероховатость трубы,  $k_{\text{э}}$  — эквивалентная (абсолютная) шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния. Для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации можно принять  $k_{\text{э}} = 0,2$  мм.

Расчет коэффициентов  $\lambda$ ,  $\beta$  и  $m$  выполняется по формулам, приведенным в таблице

Режим течения		$\lambda$	$m$	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$
ламинарный		$64/Re$	1	4,15
турбулентный	гидравлически гладкие трубы	$0,3164/Re^{0,25}$	0,25	0,0246
	смешанное трение	$0,11 \cdot \left( \frac{68}{Re} + \bar{k} \right)^{0,25}$	0,1	$0,0166 \cdot (\bar{k})^{0,15}$
	квадратичное трение	$0,11 \cdot (\bar{k})^{0,25}$	0	$9,089 \cdot 10^{-3} \cdot (\bar{k})^{0,25}$

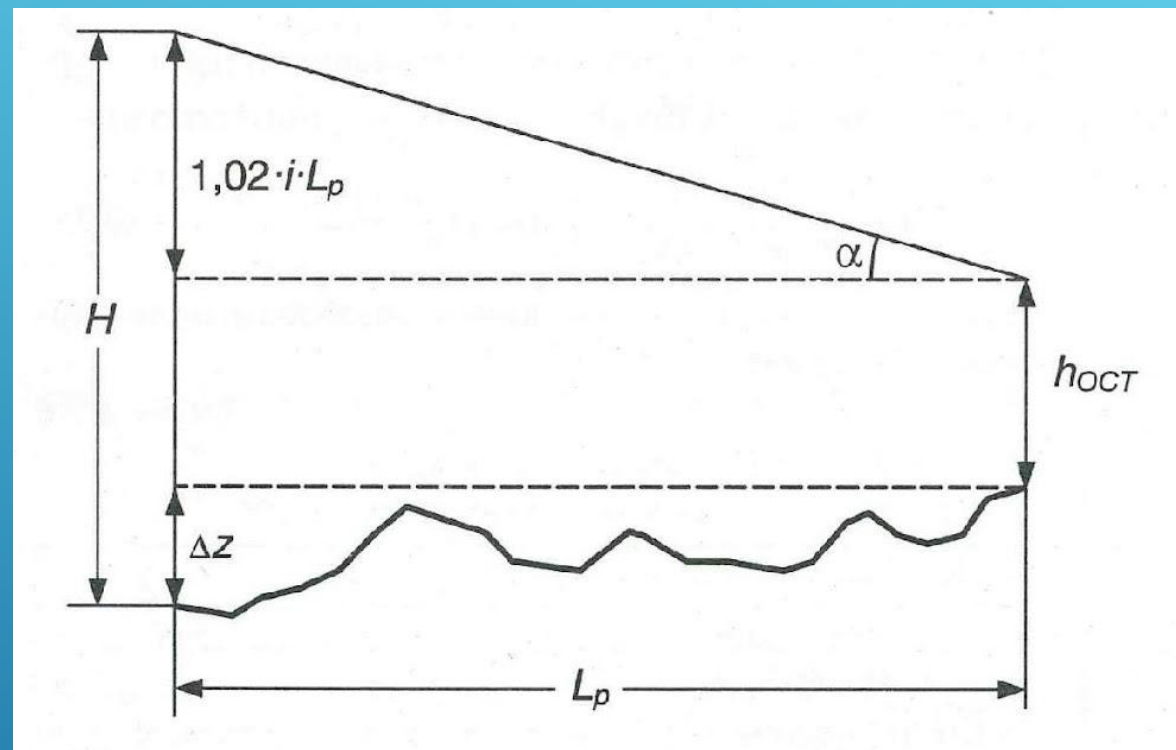
*\*значения коэффициентов  $m$  и  $\beta$  для области смешанного трения турбулентного режима течения получены А.А. Коршаком.*

Гидравлический уклон магистрали определяется как отношение потерь напора на трение  $h_T$  к расчетной длине нефтепровода  $L_p$  по формуле

$$i = \frac{h_T}{L_p} = \lambda \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g \cdot D} = \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q_c^{2-m}}{D^{5-m}} \quad (18)$$

С геометрической точки зрения гидравлический уклон равен тангенсу угла  $\alpha$ , характеризующего наклон линии изменения напора по длине трубопровода.

$$H = 1,02 \cdot i \cdot L_p + \Delta z + h_{ост} \quad (19)$$



# ТРУБОПРОВОДЫ С ЛУПИНГАМИ И ВСТАВКАМИ

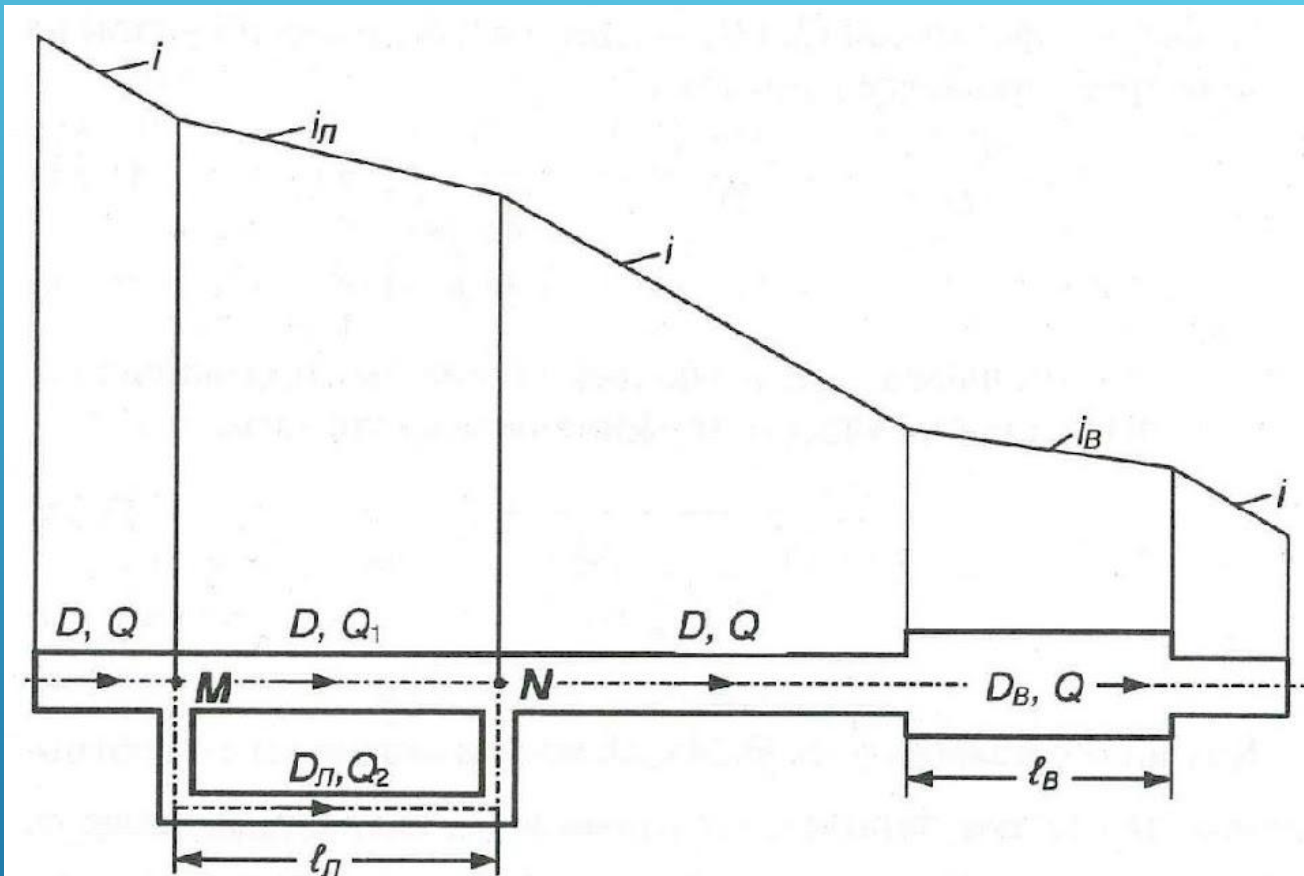


На практике в ряде случаев трубопроводы оборудуются параллельными участками (лупингами), а также участками другого диаметра (вставками). В этом случае гидравлический уклон на таких участках будет отличаться от гидравлического уклона основной магистрали. Согласно уравнению неразрывности для трубопроводов без сбросов и подкачек

$$Q = w_1 F_1 = w_2 F_2 = w_n F_n = \text{idem} \quad (20)$$

где  $w_1 \dots w_n$  – скорость течения жидкости в сечениях  $F_1 \dots F_n$ .  
Т.о., чем больше площадь сечения трубопровода  $F$ , тем меньше скорость течения, следовательно, меньше и значение гидравлического уклона.





$$i_L = \beta \cdot \frac{Q_1^{2-m} \cdot v^m}{D^{5-m}} = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{D^{5-m}} \cdot \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_L}{D}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}} = i \cdot \omega. \quad (21)$$

$$\omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_L}{D}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}}. \quad (22)$$

$$i_B = i \cdot \Omega, \quad (23)$$

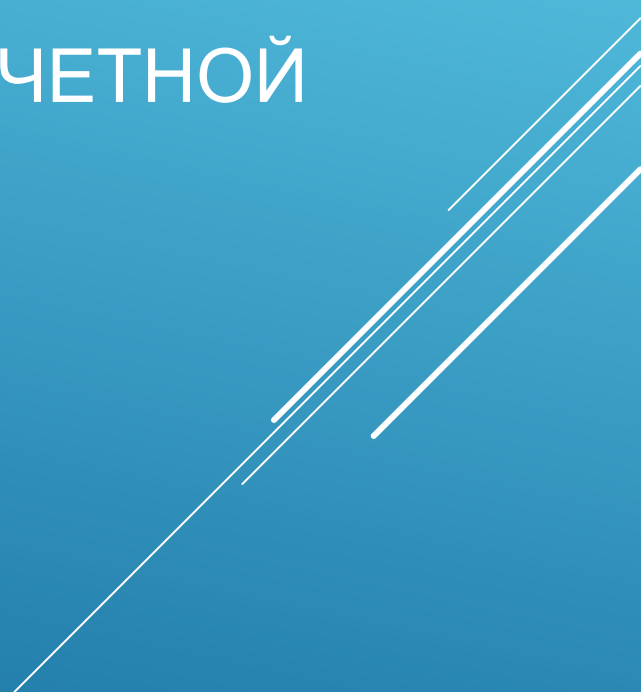
$$\Omega = \left(\frac{D}{D_B}\right)^{5-m}. \quad (24)$$

Потери напора в трубопроводе с лупингом (ставкой) находятся

$$h_\tau = i \cdot [L - \ell_L \cdot (1 - \omega)].$$

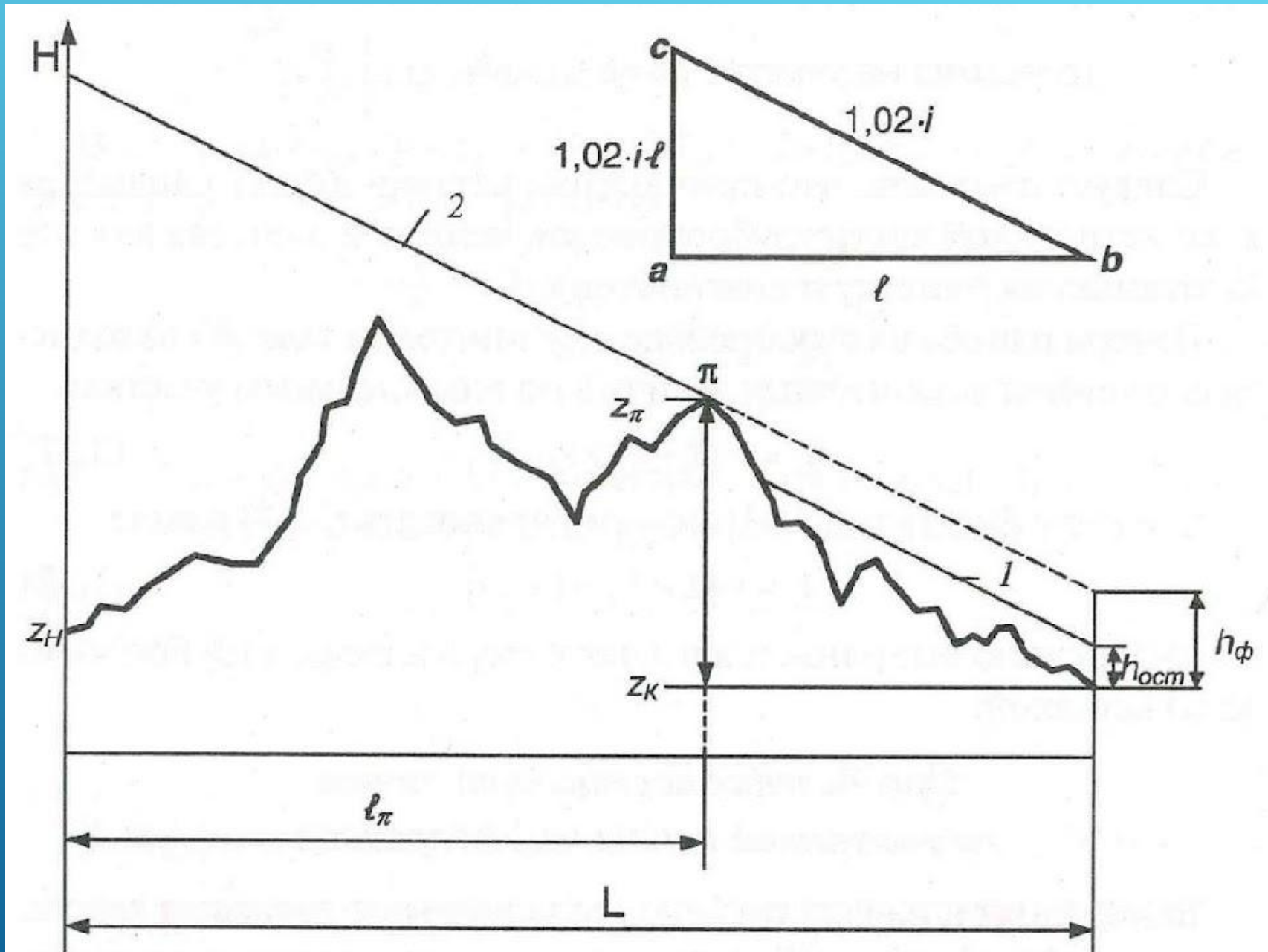
(25)

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕВАЛЬНОЙ ТОЧКИ И РАСЧЕТНОЙ ДЛИНЫ НЕФТЕПРОВОДА



Ближайшая к началу трубопровода возвышенность на трассе, от которой нефть с требуемым расходом приходит к конечному пункту самотеком, называется перевальной точкой.

Это значит, что напор в месте расположения перевальной точки (разность высотных отметок перевальной точки и конечного пункта) больше или равен сумме остаточного напора и потерь напора на участке между ними.



# ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕПРОВОДА



Характеристикой нефтепровода называется зависимость напора, необходимого для ведения перекачки, от расхода. Для трубопровода постоянного диаметра уравнение его характеристики примет вид

$$H = 1,02 \cdot i \cdot L_p + \Delta z + N_{\text{э}} h_{\text{ост}} \quad (26)$$

где  $N_{\text{э}}$  – число эксплуатационных участков.

При решении аналитических задач трубопроводного транспорта удобно представлять величину гидравлического уклона в виде

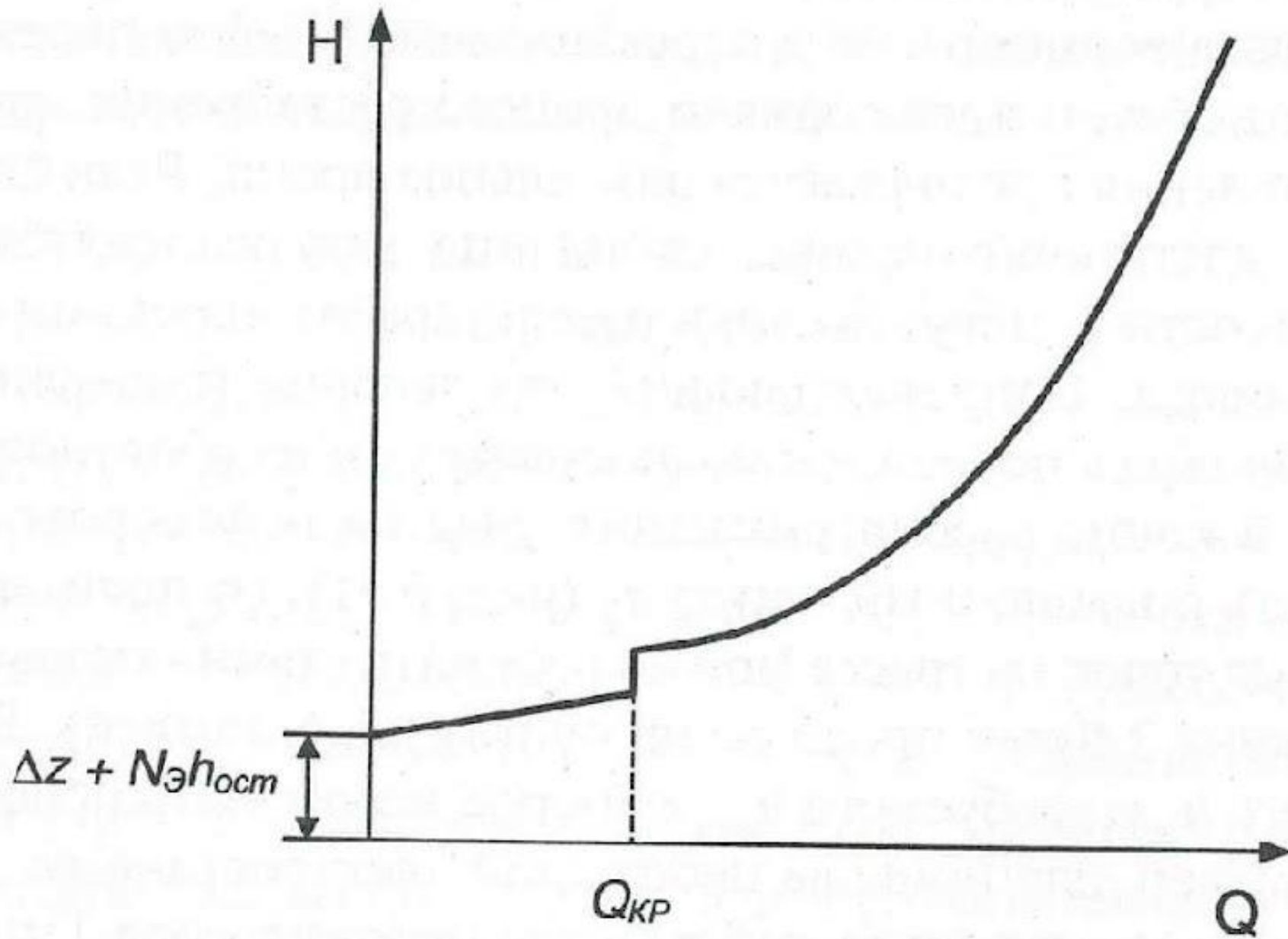
$$i = f \cdot Q^{2-m} \quad (27)$$

где  $f$  – гидравлический уклон при единичном расходе,

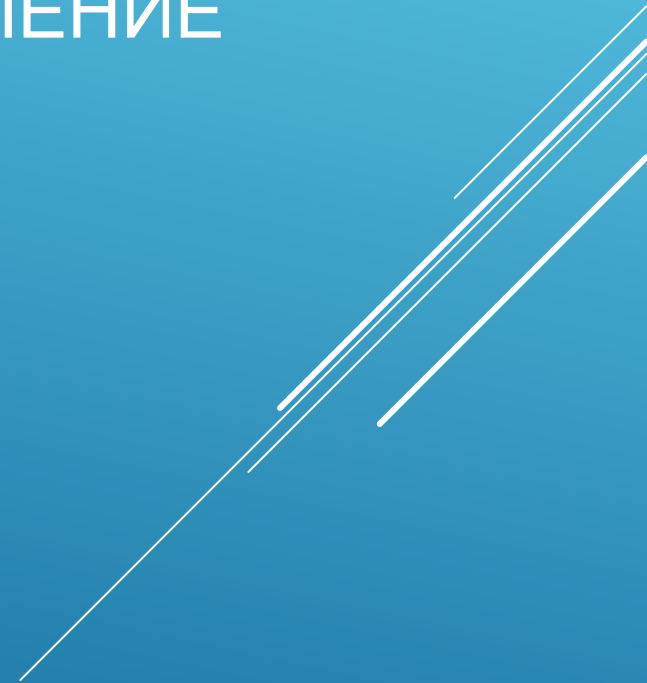
$$f = \beta \cdot \frac{v^m}{D^{5-m}} \quad (28)$$

Тогда (26) можно переписать в виде

$$H = 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \cdot L_p + \Delta z + N_{\text{э}} h_{\text{ост}} \quad (27)$$



# УРАВНЕНИЕ БАЛАНСА НАПОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ





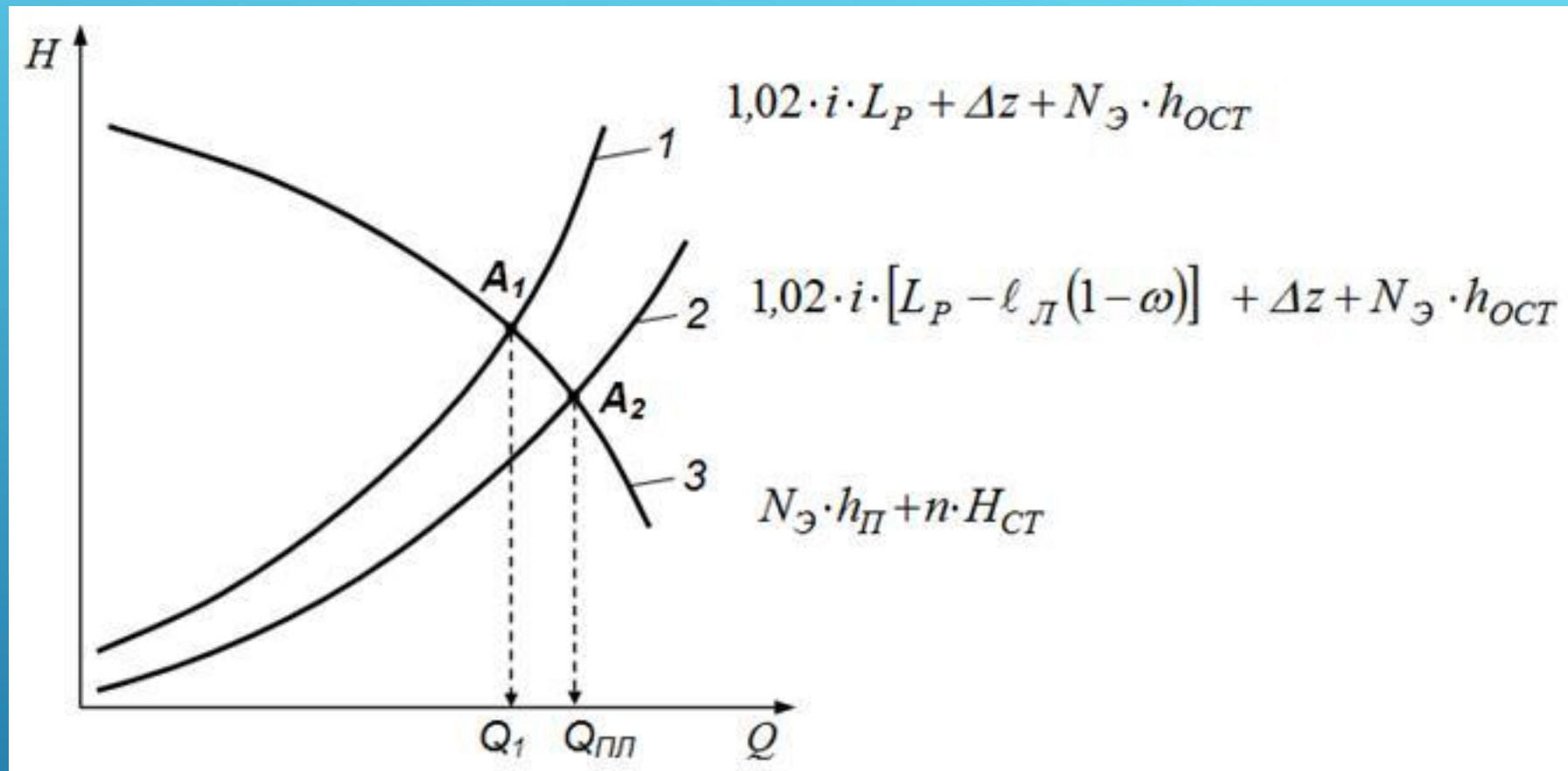
На основании уравнения баланса напоров

$$N_{\text{э}} \cdot h_n + n_0 \cdot H_{\text{СТ}} = 1,02 \cdot h_{\tau} + \Delta z + N_{\text{э}} \cdot h_{\text{ост}} \quad (28)$$

необходимое число перекачивающих станций составит

$$n_0 = \frac{H - N_{\text{э}} h_{\text{П}}}{H_{\text{СТ}}} \quad (29)$$

Как правило, значение  $n_0$  оказывается дробным и его следует округлить до ближайшего целого числа.



Рассмотрим вариант округления числа НПС в меньшую сторону. В этом случае напора станций недостаточно, следовательно, для обеспечения плановой производительности  $Q$  необходимо уменьшить гидравлическое сопротивление трубопровода прокладкой дополнительного лупинга. При этом характеристика трубопровода станет более пологой и рабочая точка  $A_1$  сместится до положения  $A_2$ .

Длину лупинга  $\ell_{\text{л}}$  можно рассчитать из соотношения

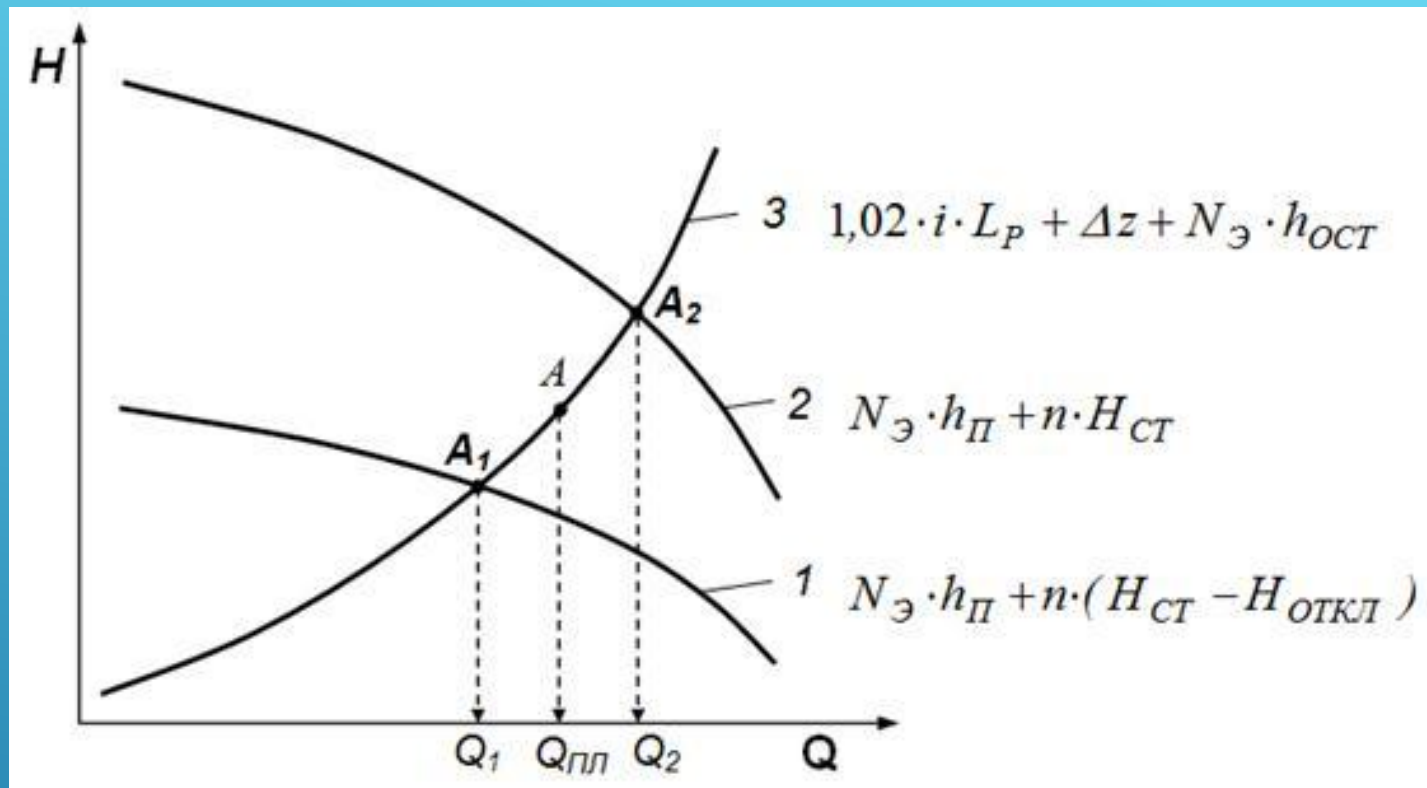
$$\ell_{\text{л}} = \frac{(n_0 - n) \cdot H_{\text{СТ}}}{1,02 \cdot i \cdot (1 - \omega)} \quad (28)$$

где

$$\omega = \frac{1}{\left[ 1 + \left( \frac{D_{\text{л}}}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} \quad (29)$$

При равенстве  $D = D_{\text{л}}$  величина

$$\omega = \frac{1}{2^{2-m}}$$



В случае округления числа станций в большую сторону ( $n > n_0$ ) целесообразно предусмотреть вариант циклической перекачки. В этом случае эксплуатация нефтепровода осуществляется на двух режимах: часть планового времени  $t_2$  перекачка ведется на повышенном режиме с производительностью  $Q_2 > Q$  (например, если на каждой НПС включено  $m_{\text{М}}$  магистральных насосов). Остаток времени  $t_1$  нефтепровод работает на пониженном режиме с производительностью  $Q_1 < Q$  (например, если на каждой НПС включено  $m_{\text{М}} - 1$  магистральных насосов).

Параметры циклической перекачки определяются из решения системы уравнений

$$\begin{cases} Q_1 \tau_1 + Q_2 \tau_2 = V_{\Gamma} & ; \\ \tau_1 + \tau_2 = 24 \cdot N_p & , \end{cases} \quad (30)$$

где  $V_{\Gamma}$  – плановый (годовой) объем перекачки нефти,  $V_{\Gamma} = 24 \cdot N_p \cdot Q$ ;  $\tau_1$ ,  $\tau_2$  – продолжительность работы нефтепровода на первом и втором режимах.

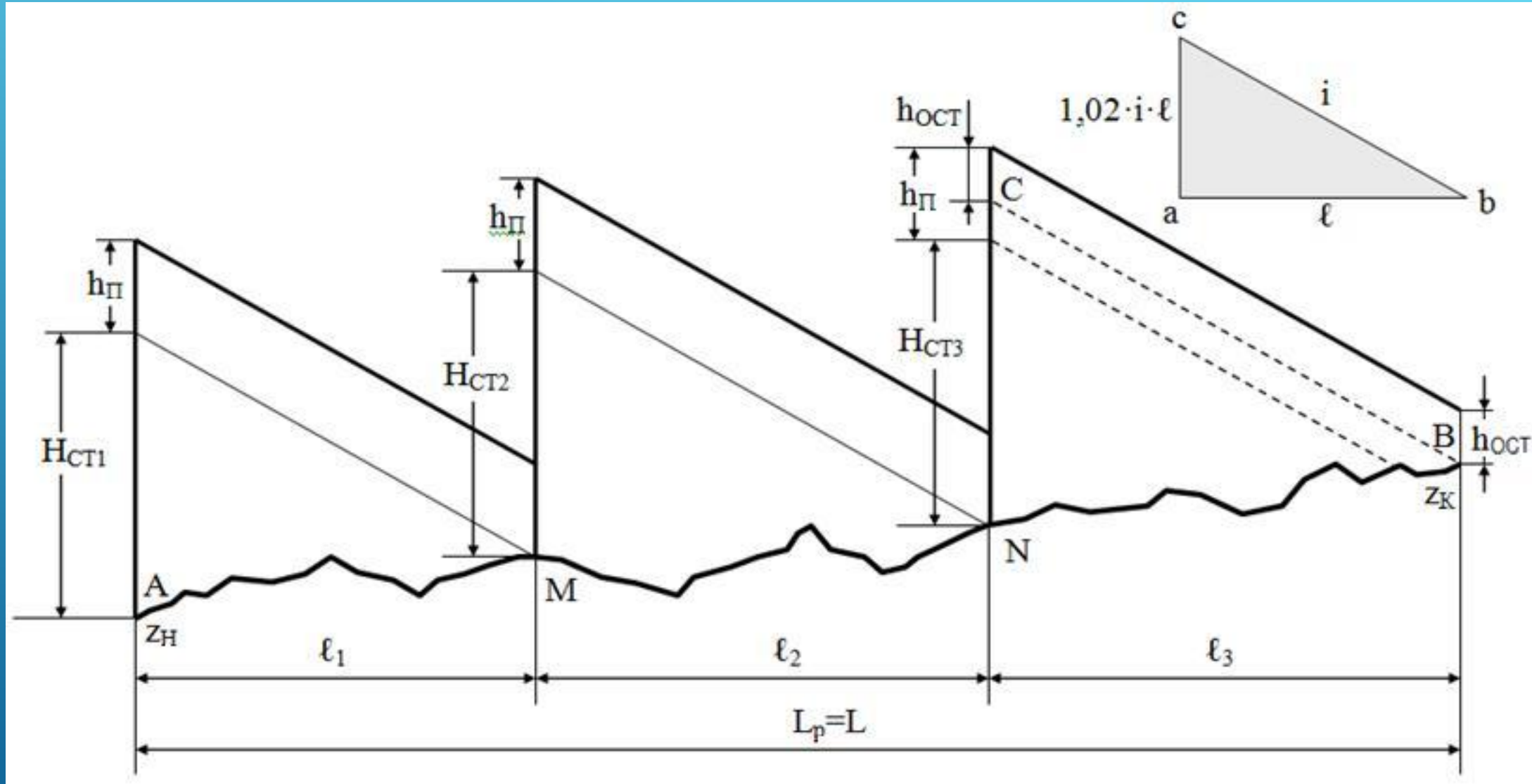
Значения  $Q_1$  и  $Q_2$  определяются графически из совмещенной характеристики нефтепровода и нефтеперекачивающих станций либо аналитически.

Решение системы (30) сводится к вычислению времени  $\tau_1$  и  $\tau_2$

$$\tau_1 = \frac{24 \cdot N_p (Q_2 - Q)}{Q_2 - Q_1} \quad , \quad \tau_2 = \frac{24 \cdot N_p (Q - Q_1)}{Q_2 - Q_1} \quad (31)$$

# РАССТАНОВКА НПС ПО ТРАССЕ НЕФТЕПРОВОДА





Расстановка нефтеперекачивающих станции выполняется графически на сжатом профиле трассы. Рассмотрим реализацию этого метода для случая округления числа нефтеперекачивающих станций в большую сторону ( $n > n_0$ ) на примере одного эксплуатационного участка (рисунок 4):

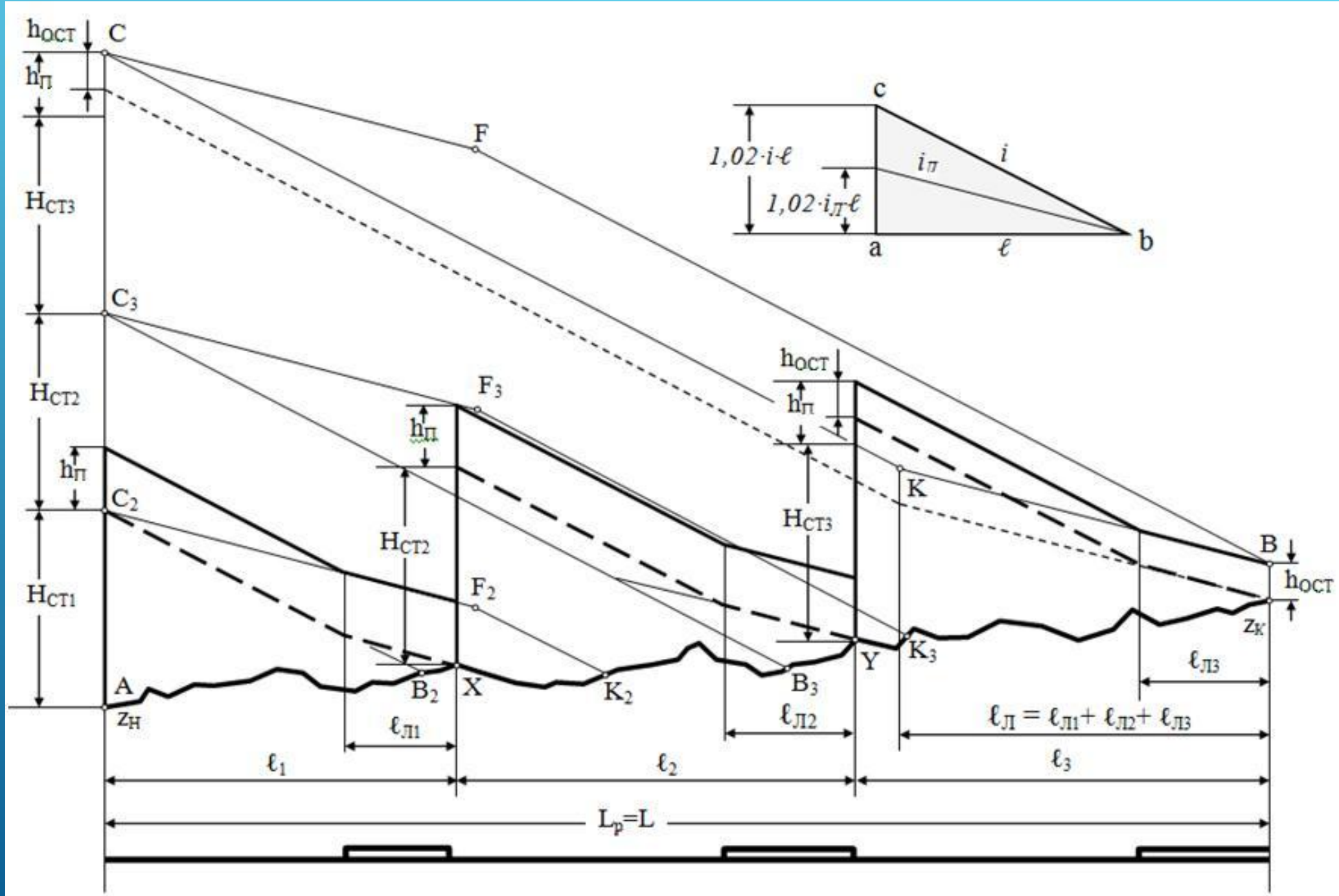
1. По известной производительности нефтепровода определяется значение гидравлического уклона  $i$ . Величина гидравлического уклона в случае варианта циклической перекачки вычисляется исходя наибольшей производительности нефтепровода, то есть  $Q_2$  (рисунок 3).
2. Строится треугольник гидравлического уклона  $abc$  (с учетом надбавки на местные сопротивления) в принятых масштабах длин и высот сжатого профиля трассы.
3. Из начальной точки трассы вертикально вверх в масштабе высот строится отрезок, равный активному напору нефтеперекачивающей станции НСТ1. Из вершины отрезка НСТ1 проводится линия, параллельная гипотенузе гидравлического треугольника, до пересечения с профилем трассы. Точка  $M$  соответствует местоположению второй НПС.



4. Из вершины отрезка НСТ1 вертикально вверх откладывается отрезок, равный  $hП$  в масштабе высот. Линия, проведенная параллельно  $i$  из вершины НСТ1+ $hП$ , показывает распределение напора на первом линейном участке.
5. Аналогично определяются местоположения остальных НПС в пределах эксплуатационного участка.
6. Место расположения НПС на границе эксплуатационных участков определяется построением отрезка СВ, который проводится из вершины отрезка  $СN=НСТ1+hП-hОСТ$  параллельно  $i$  до пересечения с профилем трассы.
7. При правильно выполненных расчетах и построениях на конечном пункте трубопровода остается остаточный напор  $hОСТ$ .

При округлении числа перекачивающих станций в меньшую сторону ( $n > n_0$ ) рассчитывается длина лупинга и гидравлический уклон на участке с лупингом. Дополнительно строится гидравлический треугольник  $abd$ . Его гипотенуза  $bd$  определяет положение линии гидравлического уклона на участке с лупингом  $i_L$  (рисунок 5).

Из точек  $C$  и  $B$  строится параллелограмм  $CFBK$ , стороны  $FB$  и  $CK$  которого параллельны линии  $bd$ , а стороны  $CF$  и  $BK$  – параллельны линии  $bc$  гидравлических треугольников  $abc$  и  $abd$ . При этом горизонтальные проекции отрезков  $CF$  и  $BK$  равны протяженности лупинга в горизонтальном масштабе.



Как видно из рисунка, при размещении всего лупинга в начале нефтепровода, линия падения напора будет изображаться ломаной СFB, а в случае расположения его в конце нефтепровода – ломаной СКВ. По правилу параллелограмма лупинг можно размещать в любом месте трассы, поскольку все варианты гидравлически равнозначны. Лупинг также можно разбивать на части. Однако предпочтительнее размещать лупинг (или его части) в конце трубопровода (перегонов между перекачивающими станциями).

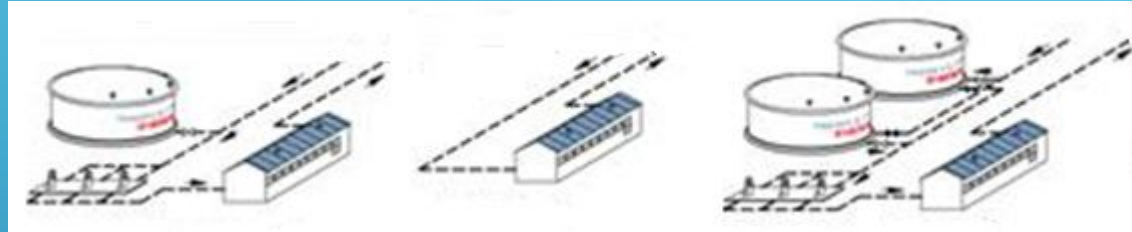
Расстановка нефтеперекачивающих станций по трассе в случае прокладки лупинга выполняется в следующем порядке. Из точек С2 и С3 строятся части аналогичных СFBК параллелограммов до пересечения с профилем трассы. Таким образом, вторую перекачивающую станцию можно разместить в зоне возможного расположения В2К2, а третью – в зоне В3К3. Предположим, что исходя из конкретных условий, станции решено расположить в точках X и Y.

Проводя из точки X линию, параллельную  $iЛ$ , до пересечения с линией C2B2, определяется протяженность лупинга  $лЛ1$ . Аналогичные построения выполняются для размещения остальных лупингов и станций. Сумма длин отрезков  $лЛ1$ ,  $лЛ2$  и  $лЛ3$  должна равняться расчетной длине лупинга  $лЛ$ .

ПОЧТИ ВСЁ



## Пятиминутка ненависти ;)



1. Подписать ГНПС МГ, ГНПС ЭУ, НПС, КП МН.
2. Классы магистральных нефтепроводов
3. Сколько существует классов/типов/видов/групп сырой нефти?
4. Какие мероприятия и с какой периодичностью проводят для проверки соответствия партии нефти требованиям стандарта?
5. Изобразите схемы режимов перекачки.
6. Схематично изобразите обвязку насосов НМ 3600-230



А группу Б3303в я попрошу остаться...



## ЭКР №1.2

- 1.ВЛ
- 2.ПД
- 3.ИД
- 4.СМР
- 5.ППГ
- 6.ЭХЗ

## ЭКР №2.2

1. Год начала эксплуатации МГ «Дашава-Киев-Брянск-Москва»?
2. Инженер-проектировщик бензопровода Баку-Батуми?
3. Компания-заказчик первого промышленного нефтепровода в России?
4. Год начала освоения Уренгойского месторождения?
5. БТС? ВСТО? СХВ?

## ЭКР №3.2

1. Как считать продольные напряжения?
2. Какую категорию имел бы участок магистрального нефтепровода с п-ова Муравьева-Амурского на остров Русский?
3. Какая глубина траншеи будет у нефтепровода с условным диаметром 1000 мм по условиям рекомендуемой величины заглубления?
4. Применение пригрузов и анкеров для обеспечения устойчивости нефтепровода против всплытия?
5. Площадь лопастей винтового анкера?

**ВСЕ!**

