



РГУ нефти и газа  
имени И.М. Губкина  
(НИУ)

Факультет Проектирования, сооружения и  
эксплуатации систем трубопроводного  
транспорта.

Эксплуатация насосных станций.

**Технологический расчет магистрального  
нефтепровода.**

**Потери в магистральном нефтепроводе.**

Преподаватель:  
ассистент кафедры проектирования и  
эксплуатации газонефтепроводов.  
**Пригода Александр Александрович**



# Термины и определения

Целью технологического расчета является определение потерь напора при перемещении жидкости по трубопроводу.

На основе технологических расчётов магистральных трубопроводов определяется требуемое давление на входе и выходе НПС. Исходными данными для расчетов являются проектная пропускная способность, профиль трассы, потери напора на трение в технологических трубопроводах, свойства нефти и параметры трубопровода.



**Исходными данными для расчета нефтепровода являются:**

1. Плановый объем перекачки
2. Реологические свойства перекачиваемой жидкости (плотность, вязкость, давление насыщенных паров и др.)
3. Параметры магистрального нефтепровода: длина, разность геодезических отметок между станциями, между начальным и конечным пунктом
4. Характеристики труб и насосного оборудования
5. Сжатый профиль трассы нефтепровода



**Исходными данными для расчета нефтепровода являются:**

№ п/п	Наименование	Обозначение	Единица измерения
1	Пропускная способность проектная $Q_{np}$	50	млн.т/год
2	Реологические свойства нефти:		
	расчетное значение плотности $\rho$	861,3	кг/м <sup>3</sup>
	расчетное значение кинематической вязкости $\nu$	$18,8 \cdot 10^{-6}$	м <sup>2</sup> /с
3	Параметры магистрального нефтепровода:		
	Длина участка нефтепровода между соседними НПС $L$	500	км
	Наружный диаметр трубопровода $\varnothing D$	1067	м
	Толщина стенки $\delta$	0,018	м



## *Данные по геодезическим отметкам НПС:*

НПС	Километровая отметка НПС, км	Длина между НПС, км	Высотная отметка, м	Разность высотных отметок между НПС, м
НПС 1	0	100	290	28
НПС 2	100	100	318	18
НПС 3	200	100	336	18
НПС 4	300	100	354	17
НПС 5	400	100	371	44
Конечный пункт (РП)	500	-	415	-



## Определение расчетной пропускной способности

Расчетная пропускная способность определяется по формуле:

$$Q_p = G = k_n \cdot Q_{pr}$$

где  $Q_p$  – расчетная пропускная способность [млн.т/год];

$Q_{pr}$  – проектная пропускная способность нефтепровода, [млн.т/год];

$k_n$  – коэффициент неравномерности перекачки (в пределах от 1,05 до 1,1):

- для нефтепровода, идущего параллельно с другими нефтепроводами, образующими систему – 1,05;
- для одноконтурного нефтепровода, по которому нефть подается к нефтеперерабатывающему заводу, а также для одноконтурного нефтепровода, соединяющего существующие нефтепроводы – 1,07;
- для одноконтурного нефтепровода, подающего нефть от пунктов добычи к системе нефтепроводов – 1,1.



## Определение расчетной пропускной способности

*Так как данный нефтепровод проектируется в одноконтурном исполнении и подает нефть к специализированному морскому нефтеналивному порту, величина коэффициента  $k_n = 1,07$ .*

Следовательно, расчетная пропускная способность нефтепровода составляет:

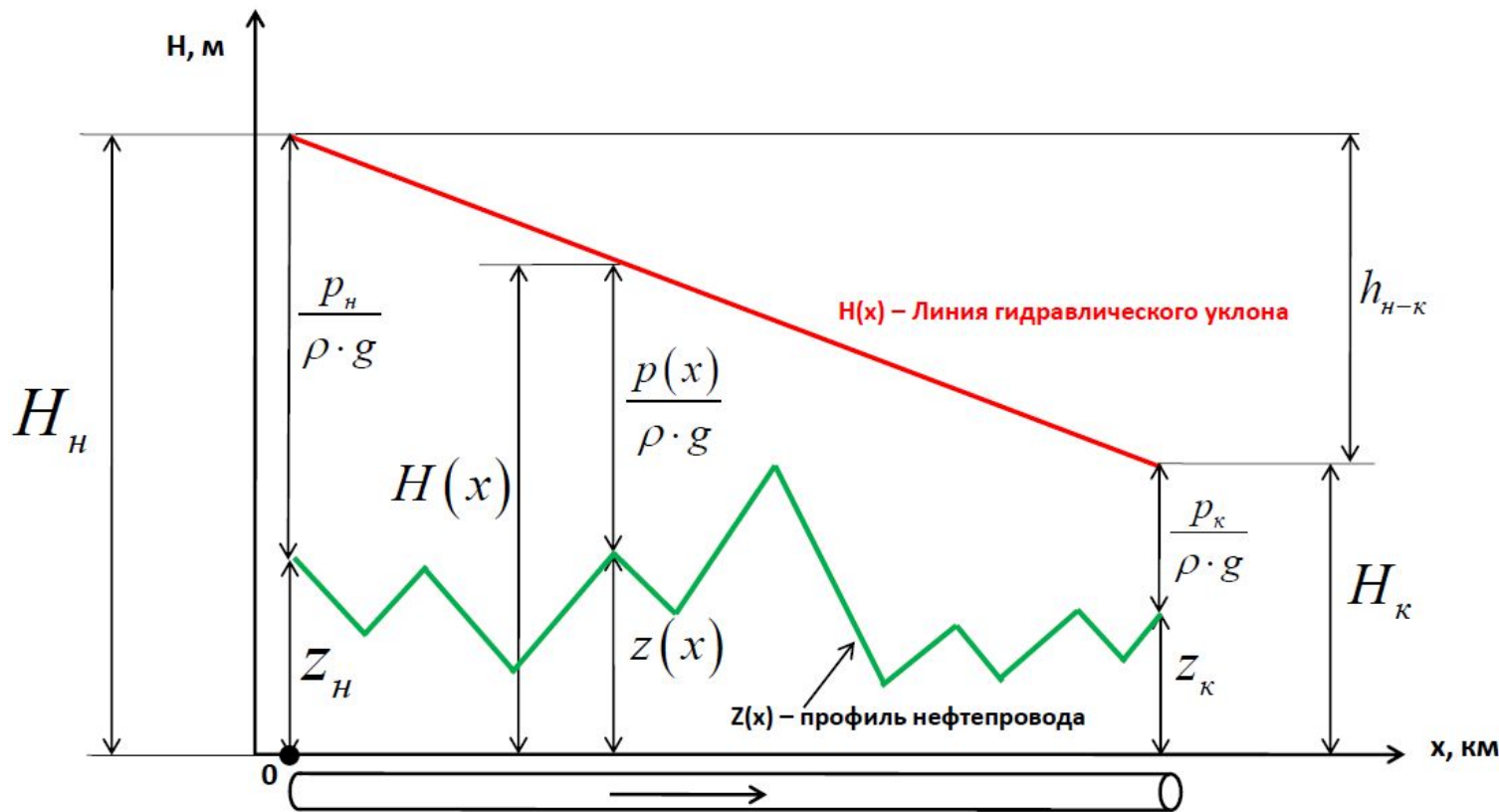
$$G = k_n \cdot Q_{np} = 1,07 \cdot 50,5 = 54,035 \left[ \frac{\text{млн.т}}{\text{год}} \right].$$

Часовой объемный расход:

$$Q_p = \frac{G}{\rho} = \frac{54,035 \cdot 10^9}{350 \cdot 24 \cdot 861,29} = 7480 \left[ \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \right].$$



## Уравнение Бернулли для участка нефтепровода



$$H_n - H_k = h_\tau + h_m \Leftrightarrow \left( \frac{p_n}{\rho \cdot g} + z_n \right) - \left( \frac{p_k}{\rho \cdot g} + z_k \right) = h_\tau + h_m$$

$h_\tau$  – потери напора на трение (потери механической энергии за счёт сил внутреннего трения слоёв вязкой жидкости друг о друга);

$h_m$  – потери напора на местные сопротивления (повороты, задвижки и т.д.)





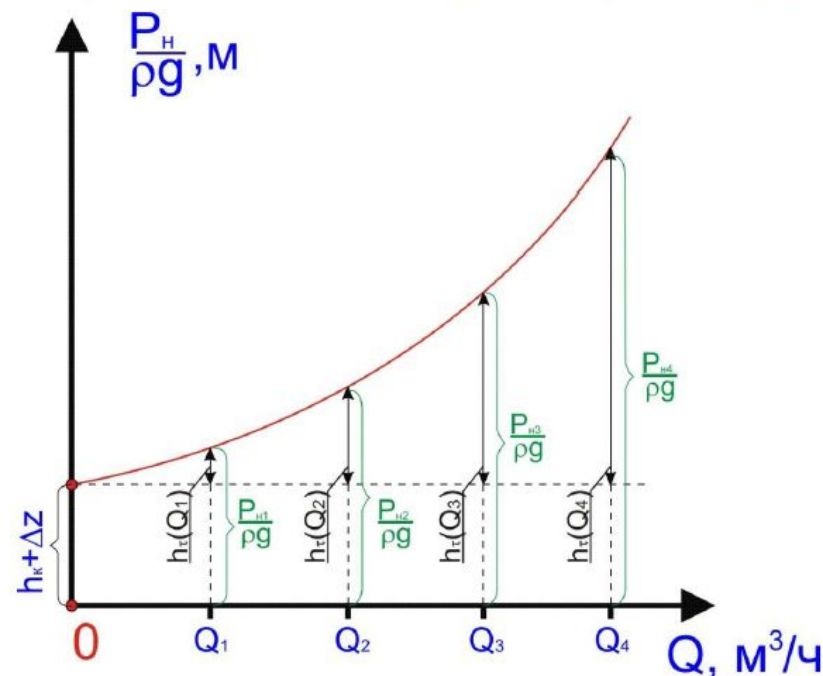
# Последовательность расчета МН

## Гидравлическая характеристика нефтепровода

$$Q = u \cdot S = u \cdot \frac{\pi d^2}{4}$$

$$h_\tau = \lambda \frac{L}{d} \cdot \frac{u^2}{2g} = \lambda \frac{8 \cdot L}{d^5} \cdot \frac{Q^2}{\pi^2 g}$$

$$\left( \frac{p_H}{\rho \cdot g} + z_H \right) - \left( \frac{p_K}{\rho \cdot g} + z_K \right) = h_\tau$$



$$H_H = \Delta z + h_K + f(Q)$$

$$\frac{p_H}{\rho \cdot g} = (z_K - z_H) + \frac{p_K}{\rho \cdot g} + 1,02 \cdot \lambda \cdot \frac{8 \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot d^5} \cdot L$$

Потребный напор - пьезометрический напор, который необходимо создать в начале участка нефтепровода длиной  $L$  и диаметром  $D$ , чтобы переместить по нему нефть с расходом  $Q$ .



## Определение режима течения нефти в нефтепроводе

Характер потока жидкости или газа — ламинарный или турбулентный — определяется безразмерным числом, зависящим от скорости потока, вязкости и плотности жидкости и характерной длины элемента потока.

Эта безразмерная величина называется числом Рейнольдса, которое рассчитывается по формуле:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu} = \frac{4Q}{\pi \cdot d \cdot \nu}$$

где  $Q$  — объемный расход, [м<sup>3</sup>/с];

$d$  — внутренний диаметр трубопровода, [м];

$\nu$  — расчетная вязкость нефти в нефтепроводе, [м<sup>2</sup>/с].



## Уравнение Бернулли. Базисные формулы

Для расчета коэффициента  $\lambda = \lambda(Re, \varepsilon)$  гидравлического сопротивления можно использовать следующие формулы:

1.  $Re < 2320$ , то течение нефти — *ламинарное*, для него применяется

**формула Стокса:**

$$\lambda = \frac{64}{Re},$$

2. Если  $2320 \leq Re \leq 10000$ , то режим течения нефти — *переходный*

$$\lambda = \frac{64}{Re}(1 - \gamma) + \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}\gamma; \quad \gamma = 1 - \varepsilon^{-0.002(Re-2320)}$$



## Уравнение Бернулли. Базисные формулы

3. если  $10000 \leq Re \leq 10/\varepsilon$  ( $\Delta$  — абсолютная шероховатость;  
 $\varepsilon = \Delta/d$  — относительная шероховатость поверхности ТП), то течение  
нефти происходит в развитом *турбулентном* режиме, зоне  
*гидравлически гладких труб* (**формула Блазиуса**):  
$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$$
,
4. при  $10/\varepsilon \leq Re \leq 500/\varepsilon$  наступает зона *смешанного* трения (**формула  
Альтшуля**): 
$$\lambda = 0,11 \left( \varepsilon + \frac{64}{Re} \right)^{1/4}$$
5. при  $Re > 500/\varepsilon$  обнаруживается *квадратичное* трение (**формула  
Шиффринсона**): 
$$\lambda = 0,11 \varepsilon^{1/4}$$



## Определение режима течения нефти в нефтепроводе

Определим число Рейнольдса и граничные числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{4Q}{\pi \cdot d \cdot \nu} = \frac{4 \cdot 7480}{\pi \cdot 1,031 \cdot 18,83 \cdot 10^{-6} \cdot 3600} = 136486,$$

$$Re_1 = \frac{10}{\varepsilon} = \frac{10 \cdot d}{K_9} = \frac{10 \cdot 1031}{0,2} = 51550,$$

$$Re_2 = \frac{500}{\varepsilon} = \frac{500 \cdot d}{K_9} = \frac{500 \cdot 1031}{0,2} = 2577500.$$

Получаем, что режим течения *турбулентный*, в зоне *смешанного трения*

**$(Re_1 < Re < Re_2)$** , поэтому коэффициент гидравлического сопротивления будет определяться по *формуле Альтшуля*:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left( \frac{0,2}{1031} + \frac{68}{136486} \right)^{0,25} = 0,01784.$$



## Определение потерь напора в нефтепроводе

Гидравлический уклон - это потери напора на единицу длины трубы.

ГУ — это падение полного напора вдоль потока жидкости, отнесённое к единице его длины; возникает вследствие гидравлического сопротивления течению жидкости.

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = \frac{8 \cdot Q^2 \cdot \lambda}{\pi^2 d^5 g}$$

Определяем гидравлический уклон в данном режиме перекачки:

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = \frac{8 \cdot Q^2 \cdot \lambda}{\pi^2 d^5 g} = \frac{8 \cdot 7480^2 \cdot 0,01784}{\pi^2 \cdot 1,031^5 \cdot 9,81 \cdot 3600^2} = 0,0546 \left[ \frac{\text{м}}{\text{км}} \right] = 5,46 \left[ \frac{\text{мм}}{\text{м}} \right].$$



## Определение потерь напора в нефтепроводе

Для магистральных нефтепроводов потери на местных сопротивлениях незначительны, поэтому принимаем их равными 2 [%] от потерь на трение, т.е. потери на трение и на местные сопротивления будут равны  $1,02 \cdot h_\tau$ .

Таким образом, полные потери напора в трубопроводе:

$$H_{TP} = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + N_T \cdot h_K$$

где  $N_T$  — число эксплуатационных участков,  $N_T = 1$ ,

$h_K$  — остаточный напор в конце нефтепровода принимается равным 40 [м].

**Найдем полные потери напора:**

$$H_{TP} = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + N_T \cdot h_K = 1,02 \cdot 5,46 \cdot 500 + 81 + 70 = 2937,4 [ \quad ].$$



## Определение потерь напора в нефтепроводе

Для магистральных нефтепроводов потери на местных сопротивлениях незначительны, поэтому принимаем их равными 2 [%] от потерь на трение, т.е. потери на трение и на местные сопротивления будут равны  $1,02 \cdot h_\tau$ .

Таким образом, полные потери напора в трубопроводе:

$$H_{TP} = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + N_T \cdot h_K$$

где  $N_T$  — число эксплуатационных участков,  $N_T = 1$ ,

$h_K$  — остаточный напор в конце нефтепровода принимается равным 70 [м].

**Найдем полные потери напора:**

$$H_{TP} = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + N_T \cdot h_K = 1,02 \cdot 5,46 \cdot 500 + 108 + 40 = 2934,37 [ \quad ].$$





## Задача «Определение потерь напора в трубопроводе»

**Дано:** *три одинаковых трубопровода для перекачки нефти, воды и бензина с производительностью 2200 [м/2ч].*

**Определить** *потери напора для каждого трубопровода.*

- Разность геодезических отметок конца и начала нефтепровода  $\Delta z = -100$  [м].
- Протяженность нефтепровода  $L = 10$  [км].
- Плотность продукта при температуре 20 [°C]:
  - нефти  $\rho_{H20} = 850$  [кг/м<sup>3</sup>],
  - воды  $\rho_{B20} = 1000$  [кг/м<sup>3</sup>],
  - бензина  $\rho_{B20} = 750$  [кг/м<sup>3</sup>].
- Наружный диаметр и толщина стенки нефтепровода –  $\varnothing D \times \delta = 530 \times 7$  [мм].



# Задача «Определение потерь напора в трубопроводе»

G, [т/2ч]	2500	2500	2500
zН, [м]	15	15	15
zК, [м]	98	98	98
Δz, [м]	83	83	83
L, [м]	10	10	10
ρ, [кг/м³]	850	1000	750
ν, [сСт]	10	1	0,6

Qч, [м³/ч]	Эквивалентная шероховатость, [м], Кэ	Относительная шероховатость, [м] ε	d, [м]	Re	Re1 (ГГТ)	Re2 (КТ)	К-т гидр. сопр. λ	i, [м/км]	Потери Нтр, [м]
1470,59	0,0002	0,000193986	1,031	50448	51550	2577500	0,02111	0,249880028	85,55
1250,00	0,0002	0,000193986	1,031	428804	51550	2577500	0,01507	0,128897955	84,31
1666,67	0,0002	0,000193986	1,031	952898	51550	2577500	0,01404	0,213435626	85,18