



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



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 $Q_{пр}$	50	млн.т/год
2	Реологические свойства нефти:		
	расчетное значение плотности ρ	861,3	кг/м ³
	расчетное значение кинематической вязкости ν	$18,8 \cdot 10^{-6}$	м ² /с
3	Параметры магистрального нефтепровода:		
	Длина участка нефтепровода между соседними НПС L	500	км
	Наружный диаметр трубопровода $\varnothing D$	1067	м
	Толщина стенки δ	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:

$$Q_p = G = k_n \cdot Q_{пр}$$

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

$Q_{пр}$ – 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 однониточном исполнении и подает нефть к специализированному морскому нефтеналивному порту, величина коэффициента $k_n = 1,07$.

Следовательно, расчетная пропускная способность нефтепровода составляет:

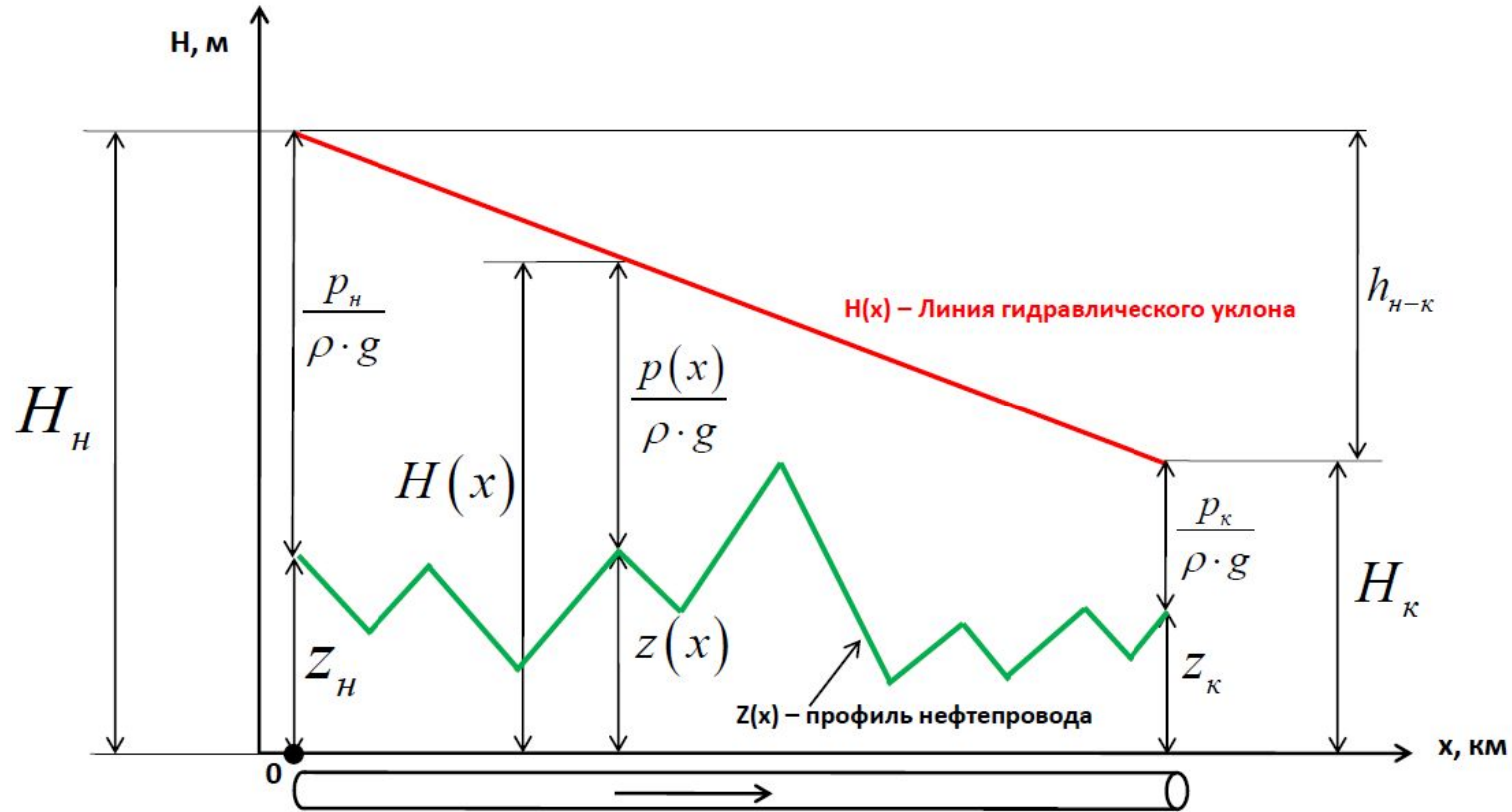
$$G = k_n \cdot Q_{np} = 1,07 \cdot 50,5 = 54,035 \left[\frac{\text{млн.т}}{\text{год}} \right].$$

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_τ – 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.)

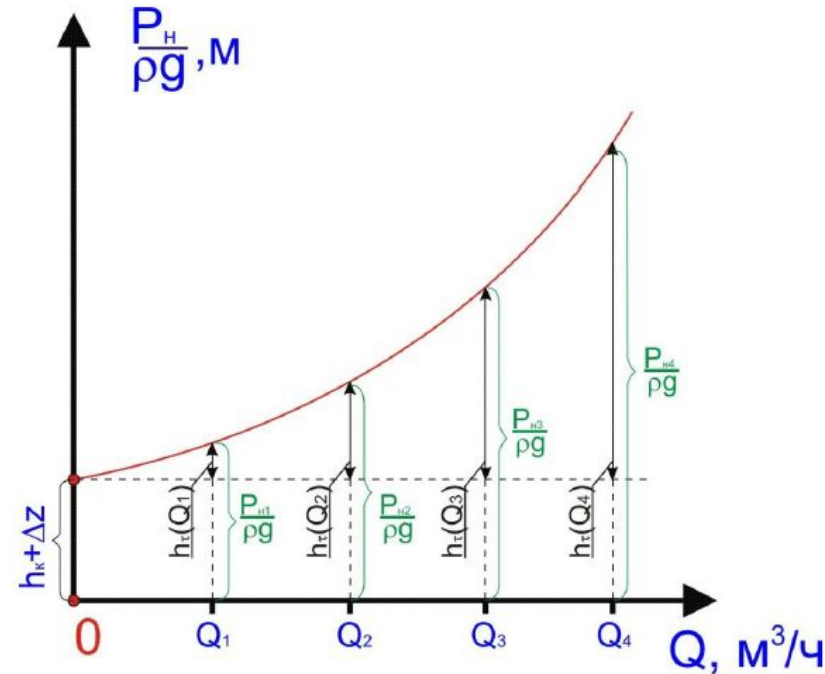


Гидравлическая характеристика нефтепровода

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

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

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



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

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

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, [м³/с];

d – внутренний диаметр трубопровода, [м];

ν – расчетная вязкость нефти в нефтепроводе, [м²/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 $10000 \leq Re \leq 10/\varepsilon$ (Δ — 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:

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

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

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

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:

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



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:

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



Дано: *три одинаковых трубопровода для перекачки нефти, воды и бензина с производительностью 2200 [т/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/м³],
 - воды $\rho_{B20} = 1000$ [кг/м³],
 - бензина $\rho_{B20} = 750$ [кг/м³].
- 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/м ³]	850	1000	750
ν, [сСт]	10	1	0,6

Qч, [м ³ /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