

СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕКАЧКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Содержание курса

Раздел 1. Трубопроводный транспорт высоковязкой нефти (ВВН).

1. Современное состояние и перспективы развития трубопроводного транспорта ВВН.
2. Физико-химические свойства ВВН.
3. Основные методы (технологии) перекачки ВВН по трубопроводу.
4. Метод перекачки ВВН с точечным подогревом («горячая» перекачка).
5. Пуск и остановка НП при «горячей» перекачке.
6. Определение коэффициента теплопередачи при «горячей» перекачке ВВН.
7. Распределение температуры по длине участка НП при «горячей» перекачке. Критические параметры.
8. Определение потерь напора на трение при «горячей» перекачке.
9. Перекачка ВВН в смеси с маловязким углеводородным разбавителем (МУР).
10. Зависимость основных параметров смеси от концентрации разбавителя.
11. Гидравлические расчёты при перекачке ВВН в смеси с МУР.
12. Перекачка ВВН с электроподогревом.
13. Теплогидравлические расчёты при перекачке ВВН с электроподогревом.
14. Перекачка ВВН с добавлением депрессорных присадок.
15. «Горячая» перекачка ВВН с добавлением МУР.

Раздел 2. Последовательная перекачка нефтепродуктов и нефти.

1. Технология последовательной перекачки нефтепродуктов и нефти.
2. Учёт количества нефтепродуктов в трубопроводе.
3. Смесеобразование при последовательной перекачке.
4. Раскладка смеси. Проектные расчёты при последовательной перекачке.
5. Гидравлический расчёт при последовательной перекачке.

Литература

1. Марон В.И. Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2009. -344 с. (гл. 3 – 8).
2. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П.. – М.: Нефть и газ, 1999. – 300 с. (гл. 2 – 4).
3. Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 2-е изд., перераб. и доп. – 336 с. (разд. 1.1, 1.8, 1.9).
4. Васильковский В.В. Специальные методы перекачки углеводородов: Учебно-методическое пособие. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. – 55 с.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ
НЕФТИ

Аномальные свойства проявляют сорта высоковязкой и высокозастывающей нефти. Такие нефти, как правило, содержат большое количество парафиновых углеводородов и относятся к классу т.н. **неньютоновских жидкостей**.

Нефть называется **высоковязкой** (ВВН), если её вязкость при минимальной температуре окружающей трубопровод среды велика настолько, что перекачка такой нефти связана с большими потерями напора.

Нефть называется **высокозастывающей**, если температура её застывания равна или выше минимальной температуры окружающей трубопровод среды.

Классификация нефти по кинематической вязкости ν :

$\nu < 10$ сСт – маловязкая;

$10 < \nu < 35$ сСт – средневязкая;

$35 < \nu < 100$ сСт – с повышенной вязкостью;

$1 < \nu < 5$ Ст – высоковязкая;

$\nu > 5$ Ст – сверхвязкая.

1 Ст (Стокс) = 10^{-4} м²/с; 1сСт (сантистокс) = 10^{-6} м²/с.

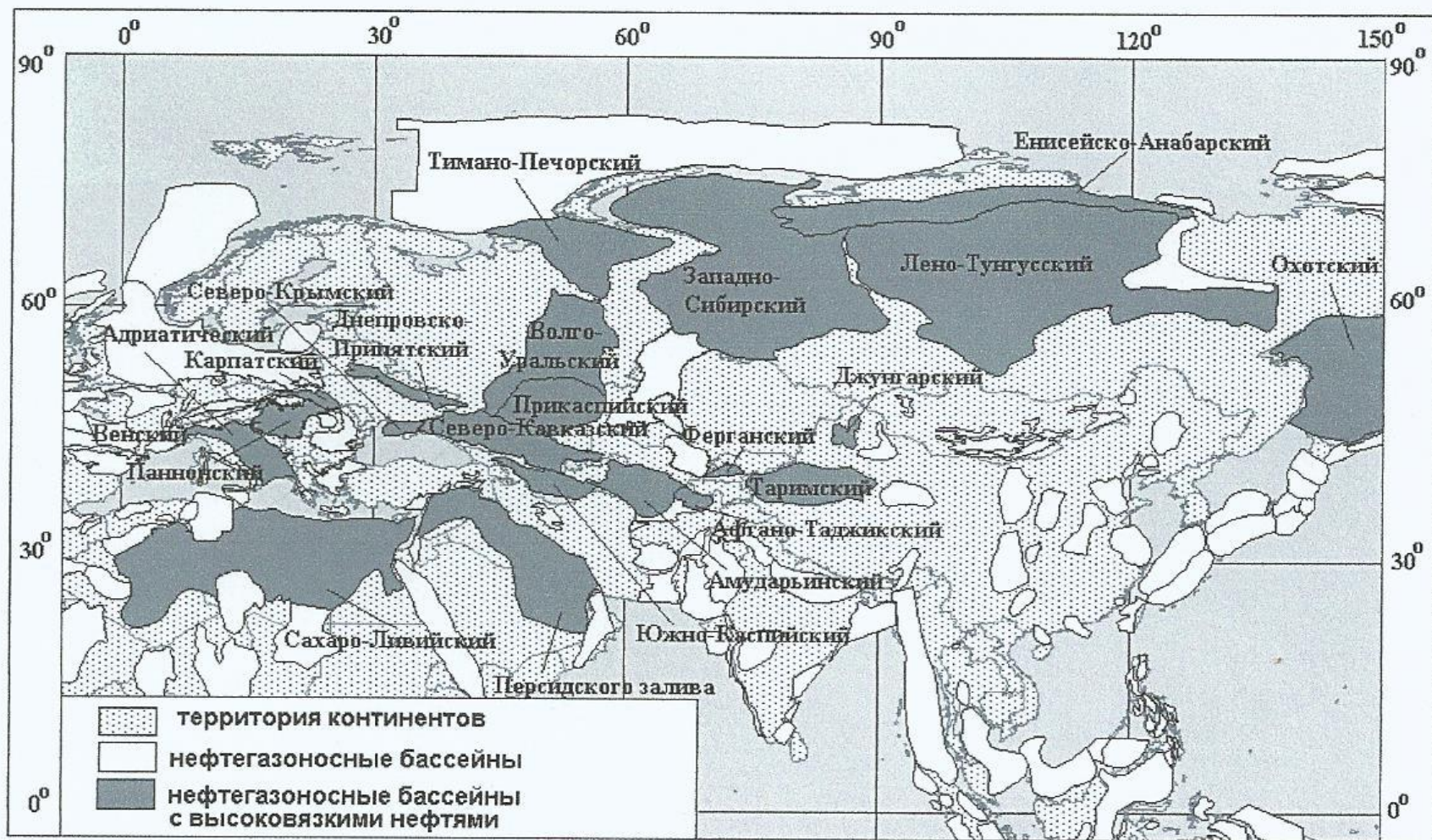
По различным экспертным оценкам запасы ВВН в мире значительно превышают запасы нефти малой и средней вязкости:

- 810 (1000) млрд.т – мировые запасы ВВН;
- 162,3 млрд.т – остаточные извлекаемые запасы нефти малой и средней вязкости;
- ~ 4 млрд.т – ежегодная мировая добыча нефти;
- ~ 400 млн.т – ежегодная мировая добыча ВВН.

Объемы запасов ВВН в некоторых странах мира:

- Канада – 523 млрд.т;
- Венесуэла – 178 млрд.т;
- Россия – 6,2 млрд.т;
- Казахстан – 726 млн.т;
- Азербайджан – 390 млн.т.

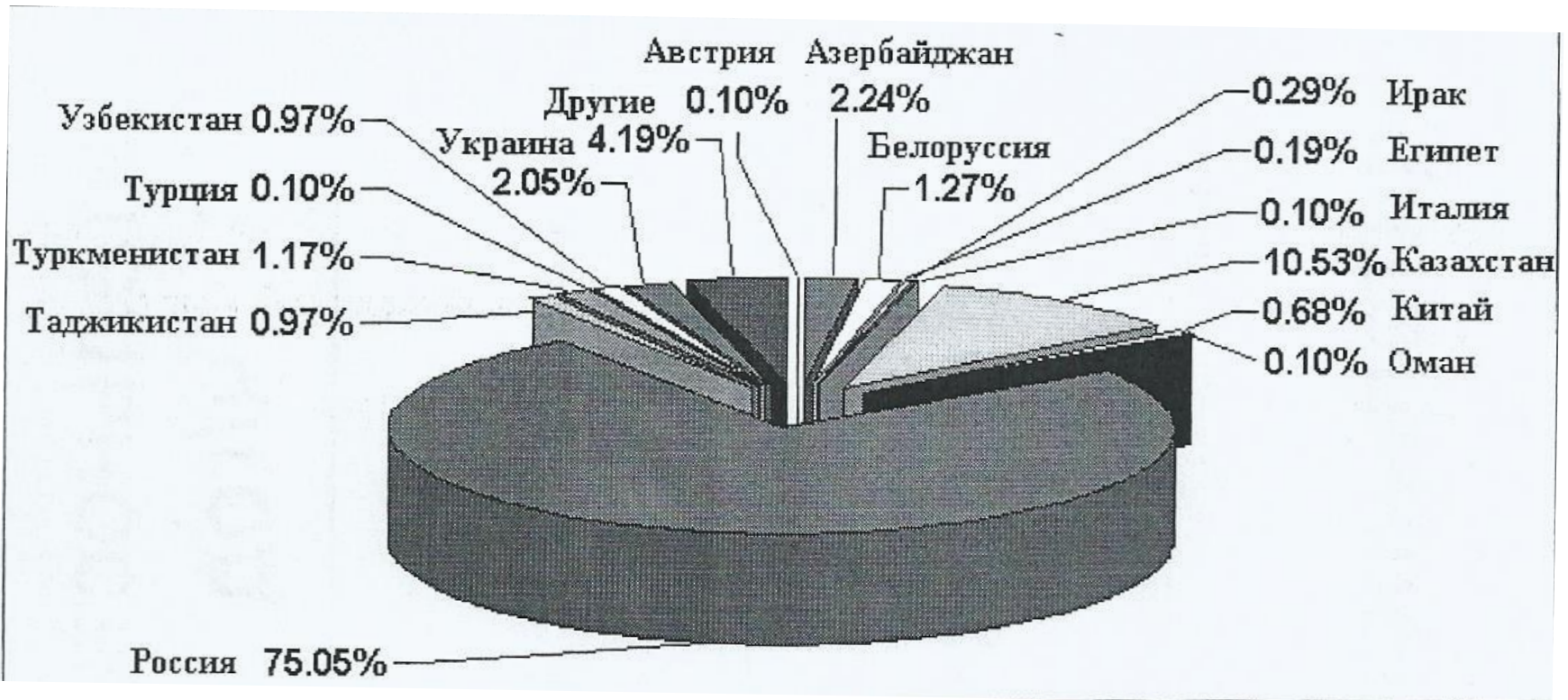
Региональное распределение нефтегазоносных районов ВВН в Евразии и в Африке
(здесь и далее приведены данные Института химии нефти СО РАН)



Распределение ВВН в Евразии и в Африке по нефтегазоносным бассейнам

| Наименование бассейна | Количество месторождений | Среднебассейновая вязкость, сСт |
|-------------------------|--------------------------|---------------------------------|
| Адриатический | 1 | 74,85 |
| Венский | 1 | 63,57 |
| Волго-Уральский | 181 | 47,13 |
| Днепрово-Припятский | 16 | 37,53 |
| Енисейско-Анабарский | 2 | 84,49 |
| Персидского залива | 4 | 62,78 |
| Преднаньшанский | 1 | 42,81 |
| Прикаспийский | 33 | 109,71 |
| Сахаро-Ливийский | 1 | 253,14 |
| Северо-Крымский | 1 | 176,19 |
| Тибетский | 1 | 247,11 |
| Тимано-Печорский | 8 | 1221,46 |
| Южно-Каспийский | 30 | 49,22 |

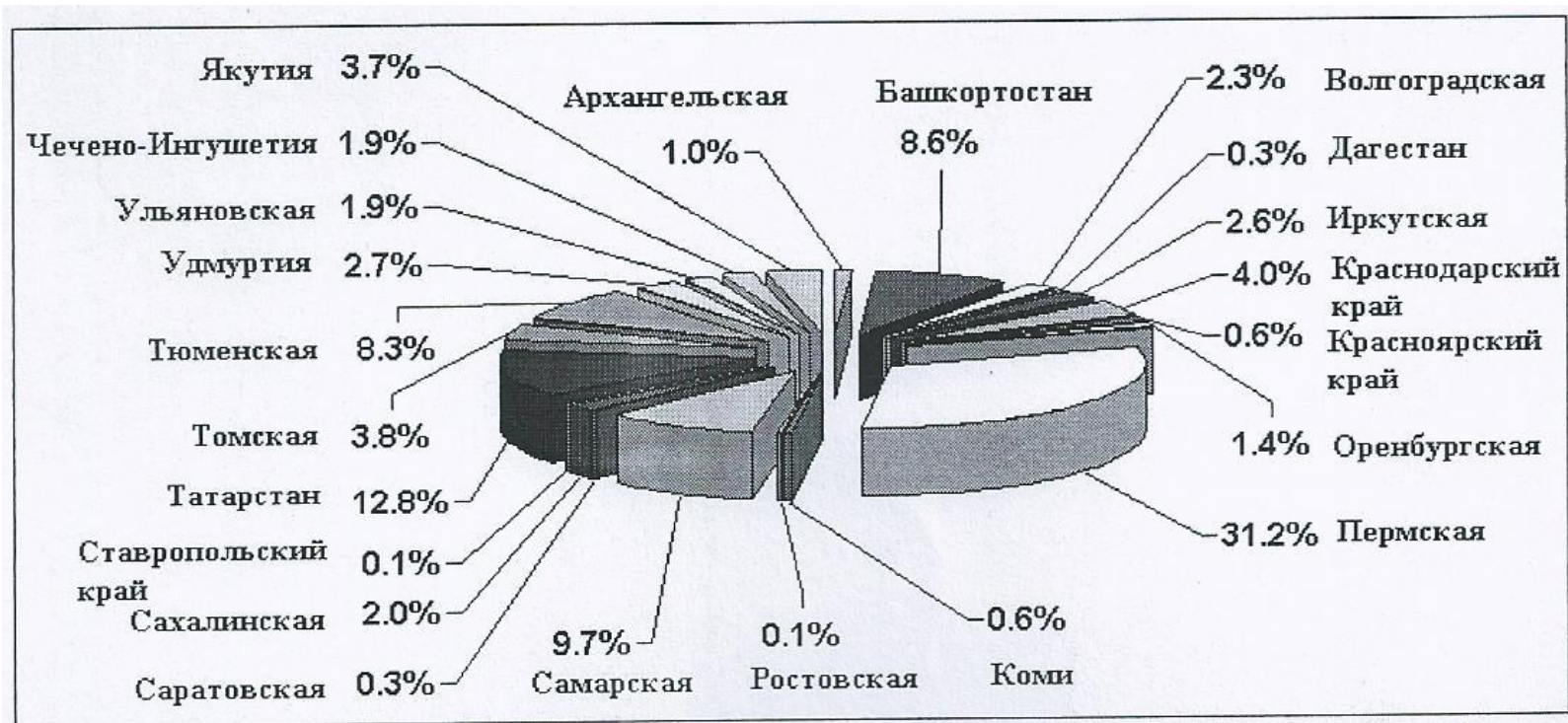
Распределение ВВН по странам Евразии и Африки



Основные нефтегазоносные районы с ВВН в России:

1. Волго-Уральский;
2. Днепровско-Припятский;
3. Прикаспийский;
4. Тимано-Печорский;
5. Енисейско-Анабарский.

Распределение ВВН по регионам России



Наиболее крупные месторождения ВВН в России:

1. Тюменская область:
 - Ван-Еганское – 1,3 млрд.т (21 %);
 - Северо-Комсомольское – 0,7 млрд.т;
 - Русское – 0,3 млрд.т.

2. Республика Коми:
 - Усинское – 0,6 млрд.т;
 - Ярегское – 140 млн.т.

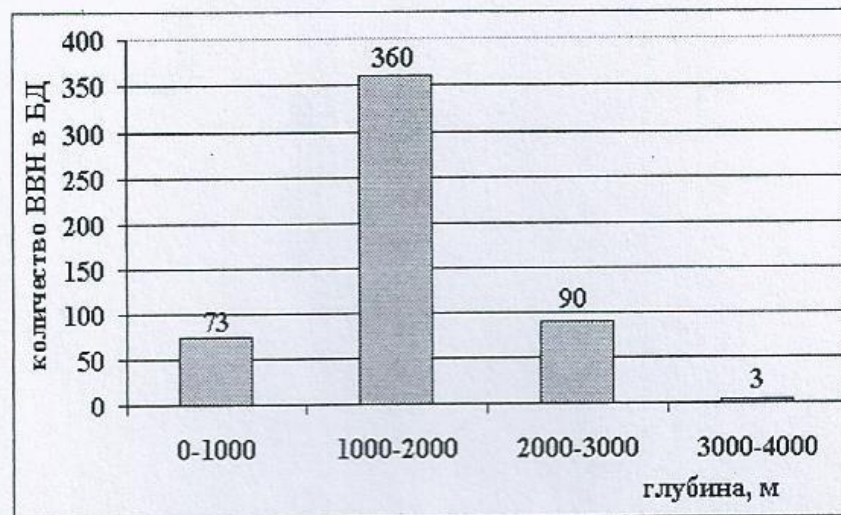
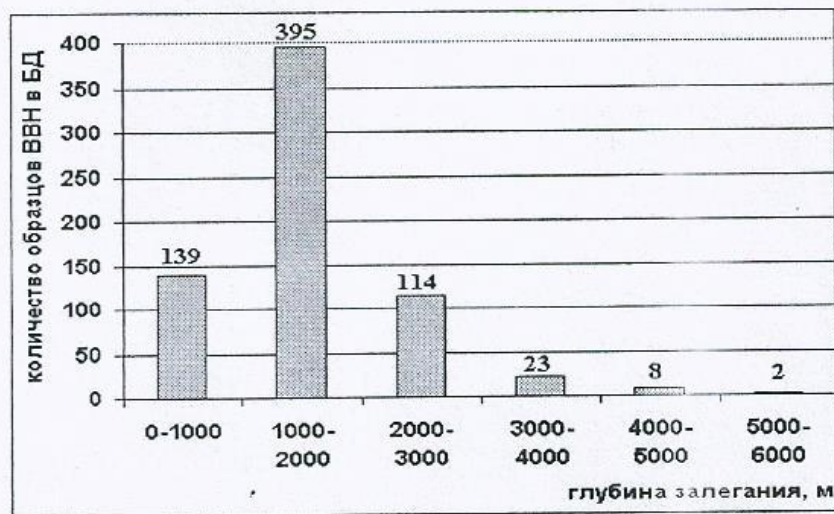
3. Республика Удмуртия:
 - Гремихинское – 74 млн.т.

4. Республика Татарстан:
 - Аксубаево-Мокшинское – 75 млн.т;
 - Степно-Озёрское – 50 млн.т.

Большие запасы ВВН также имеются:

- в Архангельской области – 500 млн.т;
- в Пермском крае – 240 млн.т;
- В Башкортостане – 150 млн.т.

Основная масса запасов ВВН сосредоточена на глубине от 1000 до 2000 м, что затрудняет процесс их извлечения.



Перекачка добытой ВВН по трубопроводам связана с большими потерями напора. Чтобы их снизить используются **специальные методы (технологии) перекачки.**

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВВН

В расчётах, связанных с перекачкой ВВН по трубопроводам, используются параметры:

- 1. Плотность ρ** – масса жидкости, содержащаяся в единице объёма (кг/м³);
- 2. Кинематическая вязкость $\nu = \frac{\mu}{\rho}$** – отношение динамической вязкости жидкости к её плотности (СИ: м²/с; несист.: Ст = 10⁻⁴ м²/с, сСт = 10⁻⁶ м²/с);
- 3. Температура застывания $T_{заст.}$** – температура, при которой жидкость остаётся неподвижной в течение 1 мин в пробирке стандартных размеров, наклонённой под углом 45° к горизонту (К, °С);
- 4. Удельная теплоёмкость c_V** – количество теплоты, необходимое для нагревания единицы массы жидкости на 1 градус (Дж/(кг·К), Дж/(кг·°С));
- 5. Коэффициент теплопроводности λ_n** – количество теплоты, проходящее через 1 м² площади жидкости за единицу времени при единичном температурном градиенте (Вт/(м·К)).

При гидравлических расчётах перекачки ВВН по трубопроводам используются следующие соотношения:

1. Зависимость плотности нефти от температуры:

$$\rho(T) = \rho_0 [1 + \xi(20 - T)] \quad (1)$$

где T – температура, при которой рассчитывается плотность ($^{\circ}\text{C}$); ρ_0 – плотность при стандартных условиях (температура 20°C , давление атмосферное) ($\text{кг}/\text{м}^3$); ξ – коэффициент температурного объёмного расширения ($1/^{\circ}\text{C}$).

2. Зависимость вязкости нефти от температуры, выражающаяся формулой Рейнольдса – Филонова:

$$\nu(T) = \nu_1 e^{-a(T-T_1)} \quad (2)$$

где ν_1 – известное значение вязкости нефти ($\text{м}^2/\text{с}$ или Ст) при некоторой температуре T_1 (К или $^{\circ}\text{C}$); a – коэффициент термовязкограммы ($1/^{\circ}\text{C}$):

$$a = \frac{1}{T_2 - T_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2} \quad (3)$$

где ν_2 – ещё одно известное значение вязкости нефти при температуре T_2 .

3. Формула для расчёта температуры застывания нефти:

$$T_{заст} = \frac{-4,254(\ln v_{50})^2 + 48,347 \ln v_{50} - 59,5}{1 + 0,184 \ln v_{50}} \quad (4)$$

где v_{50} – кинематическая вязкость нефти при температуре 50 °С (сСТ).

4. Формула для расчёта удельной теплоёмкости нефти:

$$c(T) = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_0}} (762 + 3,39 \cdot T) \quad (5)$$

где T – температура, при которой рассчитывается удельная теплоёмкость (К).

5. Формула для расчёта коэффициента теплопроводности нефти:

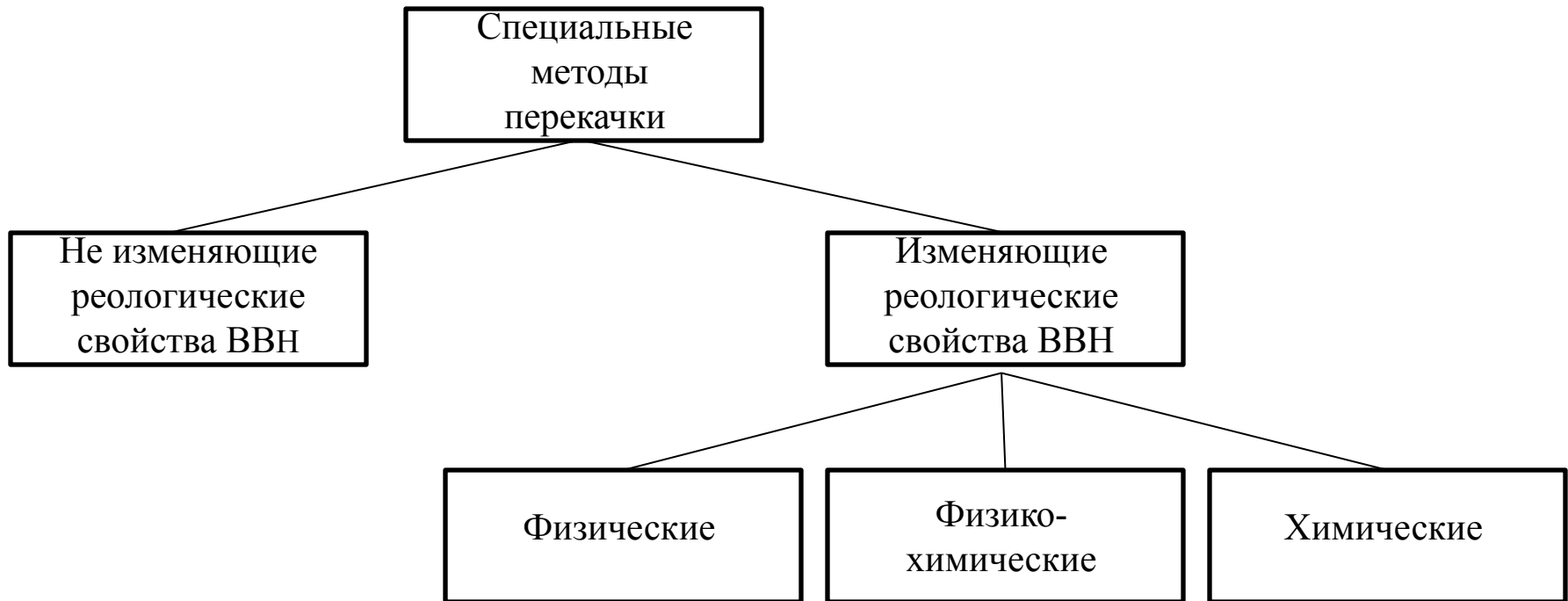
$$\lambda_n = \frac{156,6}{\rho_0} (1 - 0,00047 \cdot T) \quad (6)$$

ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ
(ТЕХНОЛОГИИ)
ПЕРЕКАЧКИ ВВН
ПО ТРУБОПРОВОДУ

Цели применения специальных методов (технологий) перекачки ВВН:

1. Обеспечение заданного расхода ВВН в трубопроводе, а также соответствия величин потерь напора на трение и напора, создаваемого НПС.
2. Предотвращение застывания ВВН при остановках перекачки.

Общая классификация специальных методов перекачки





Физико-химические методы

```
graph TD; A[Физико-химические методы] --- B[1. Перекачка ВВН в виде эмульсии «нефть в воде» со стабилизирующими ПАВ]; A --- C[2. Перекачка ВВН в смеси с маловязкими углеводородными разбавителями (МУР)]; A --- D[3. Перекачка термически обработанной ВВН]; A --- E[4. Применение депрессорных присадок];
```

1. Перекачка ВВН в виде эмульсии «нефть в воде» со стабилизирующими ПАВ

2. Перекачка ВВН в смеси с маловязкими углеводородными разбавителями (МУР)

3. Перекачка термически обработанной ВВН

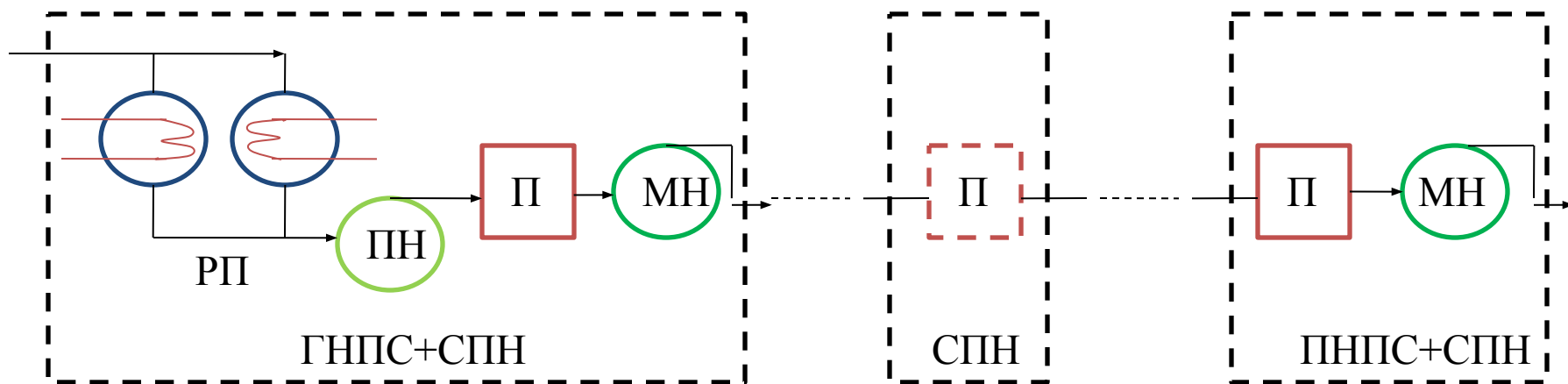
4. Применение депрессорных присадок

МЕТОД ПЕРЕКАЧКИ ВВН С
ТОЧЕЧНЫМ ПОДОГРЕВОМ
(«ГОРЯЧАЯ» ПЕРЕКАЧКА)

«Горячей» перекачкой называется специальный метод (технология) перекачки, при котором ВВН нагревается в отдельных пунктах, расположенных на трассе НП (точечный подогрев).

Нагрев осуществляется с **целью** снижения вязкости нефти и, как следствие, уменьшения потерь напора на трение.

Принципиальная схема НП, ведущего «горячую» перекачку



РП – резервуарный парк с подогреваемыми резервуарами; ПН – подпорные насосы; П – подогреватель; МН – магистральные насосы; ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция; СПН – станция подогрева нефти; ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция.

ВВН подогревается вначале на СПН, совмещённой с ГНПС, а затем на остальных СПН, которые могут быть совмещены с ПНПС или располагаться отдельно на трассе НП.

На СПН располагается несколько подогревателей, а также оборудование, обеспечивающее их работу.

Резервуары на трассе «горячего» НП оборудуются дополнительным подогревом.

Дистанция расположения СПН определяется теплогидравлическим расчётом и зависит от:

- физико-химических свойств ВВН;
- температуры подогрева (после СПН);
- расхода перекачки.

Максимально возможная температура подогрева определяется:

- термостойкостью изоляции труб;
- деструкцией молекул нефти;
- возможностью коксования нефти в подогревателях.

Типы подогревателей:

- паровые;
- огневые.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ
КОЭФФИЦИЕНТА
ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ ПРИ
«ГОРЯЧЕЙ» ПЕРЕКАЧКЕ ВВН

При «горячей» перекачке ВВН по трубопроводу проводятся тепловые и гидравлические расчёты.

Цель теплового расчёта – получить распределение температуры по длине участка нефтепровода (НП).

При этом движение ВВН считается **стационарным**, т.е. тепловые параметры потока меняются по длине, но в данной точке не меняются во времени.

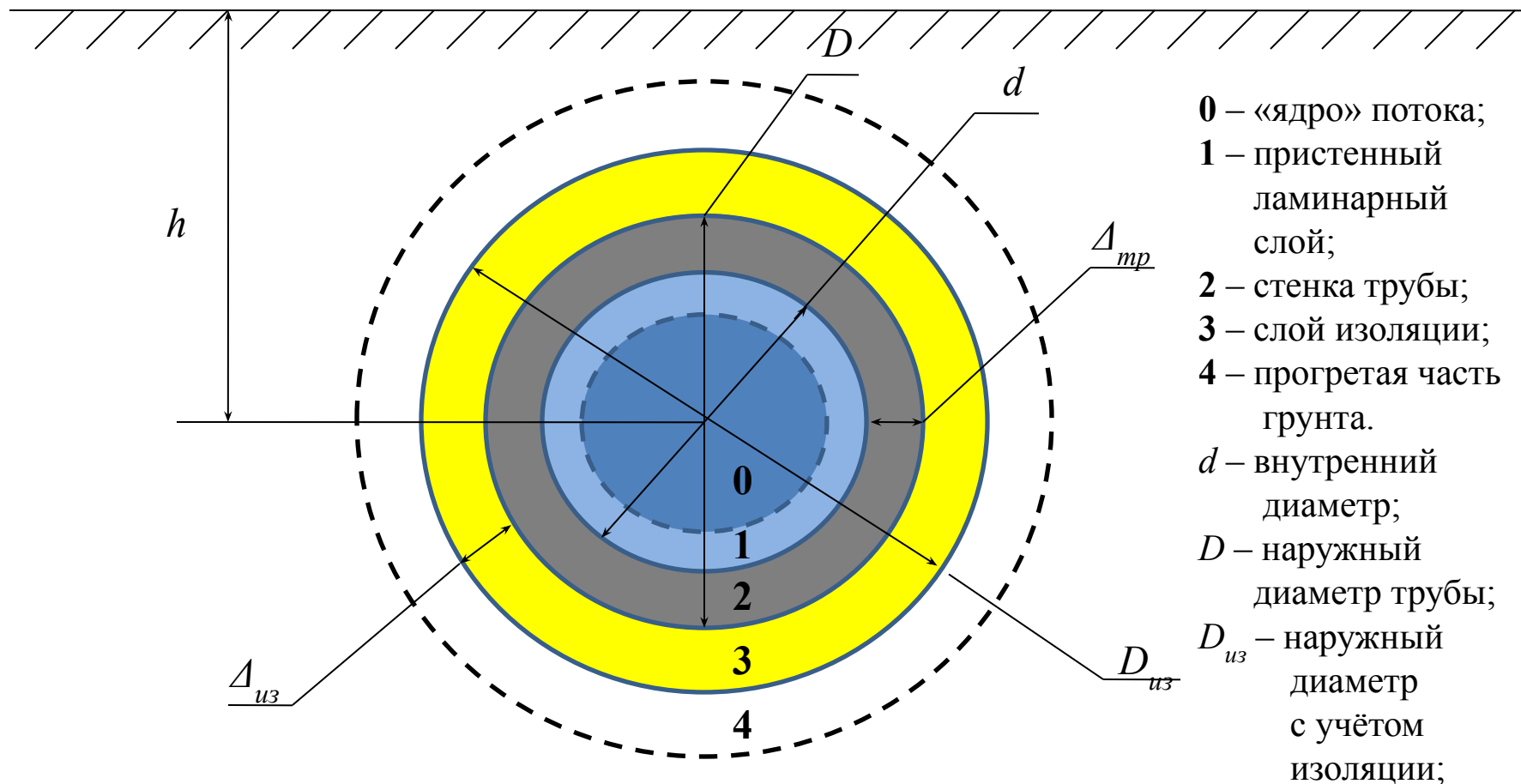
В этом случае справедливо **уравнение Шухова**, которое является следствием уравнения притока тепла (при условии $c_V = \text{const}$):

$$Gc_V \frac{dT}{dx} = \pi dK(T_{sp} - T) + gGi \quad (1)$$

где G – массовый расход ВВН (кг/с); c_V – изохорная удельная теплоёмкость (Дж/(кг·К)); T – температура «ядра» потока нефти (К); x – координата сечения по длине участка НП (м); d – внутренний диаметр НП (м); K – коэффициент теплопередачи от ВВН в окружающую трубопровод среду (Вт/(м²·К)); T_{sp} – температура окружающей трубопровод среды (при подземной прокладке – грунта) (К); g – ускорение свободного падения (м/с²); i – гидравлический уклон.

Коэффициент теплопередачи K , входящий в (1) характеризует процесс переноса тепла от нагретой ВВН в трубопроводе в окружающую среду (при $T > T_{gp}$), либо процесс переноса тепла от окружающей среды в ВВН (при $T < T_{gp}$).

Схема НП при подземной прокладке



$\Delta_{тр}$ – толщина стенки трубы; $\Delta_{из}$ – толщина слоя изоляции; h – глубина заложения НП.

В рассматриваемом случае на пути тепла от нефти в окружающую трубопровод среду находятся **4 теплопроводящих слоя**:

- 1) пристенный ламинарный слой;
- 2) стенка трубы;
- 3) слой изоляции (антикоррозионной; кроме того, может быть дополнительный слой тепловой изоляции);
- 4) прогретая часть грунта.

Выделение пристенного ламинарного слоя вблизи внутренней поверхности трубы связано с тем, что режим теплообмена нефти вблизи стенки трубы отличается от режима теплообмена в основной массе нефти («ядре» потока).

Каждый из этих слоёв характеризуется своим **коэффициентом теплоотдачи**:

1. α – коэффициент теплоотдачи через пристенный слой ($\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$);
2. β – коэффициент теплоотдачи через стенку трубы ($\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$);
3. γ – коэффициент теплоотдачи через слой изоляции ($\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$);
4. δ – коэффициент теплоотдачи через прогретую часть грунта ($\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$).

При этом справедливо соотношение:

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha} + \frac{1}{\beta} + \frac{1}{\gamma} + \frac{1}{\delta} \quad (2)$$

Величина каждого коэффициента теплоотдачи, в свою очередь, зависит от **коэффициента теплопроводности** материала, из которого состоит данный слой:

- 1) $\alpha = f(\lambda_n)$, λ_n – коэффициент теплопроводности нефти (Вт/(м·К));
- 2) $\beta = f(\lambda_{mp})$, λ_{mp} – коэффициент теплопроводности материала трубы (Вт/(м·К));
- 3) $\gamma = f(\lambda_{из})$, $\lambda_{из}$ – коэффициент теплопроводности материала изоляции (Вт/(м·К));
- 4) $\delta = f(\lambda_{гр})$, $\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта (Вт/(м·К)) (при **подземной** прокладке НП).

В случае **надземной** прокладки НП окружающей средой является воздух, тогда $\delta = f(\lambda_{возд})$ ($\lambda_{возд}$ – коэффициент теплопроводности воздуха).

В случае **подводной** прокладки НП (с омыванием поверхности трубы водой) окружающей средой является вода, тогда $\delta = f(\lambda_{вод})$ ($\lambda_{вод}$ – коэффициент теплопроводности воды).

Для расчёта коэффициентов теплоотдачи через пристенный слой, стенку трубы и слой изоляции используются формулы, одинаковые для всех способов прокладки НП (подземного, надземного и подводного):

$$\alpha = \frac{\lambda_n Nu}{d} \quad (3)$$

$$\beta = \frac{\lambda_{mp}}{\Delta_{mp}} \quad (4)$$

$$\gamma = \frac{2\lambda_{uz}}{D \cdot \ln\left(1 + \frac{2\Delta_{uz}}{D}\right)} \quad (5)$$

Nu – число Нуссельта нефти (безразмерная величина).

Формулы для расчёта коэффициента теплоотдачи через прогретую часть окружающей среды зависят от способа прокладки НП.

При **подземной** прокладке:

$$\delta = \frac{2\lambda_{zp}}{D_{из} \cdot \ln \left(\frac{2h}{D_{из}} + \sqrt{\left(\frac{2h}{D_{из}} \right)^2 - 1} \right)} \quad (6)$$

При **надземной** прокладке:

$$\delta = \frac{\lambda_{возд} Nu_{возд}}{D_{из}} \quad (7)$$

$Nu_{возд}$ – число Нуссельта воздуха.

Число Нуссельта, входящее в формулы (3), (7) и (9), является безразмерным критерием подобия тепловых процессов и характеризует соотношение интенсивности теплообмена за счёт конвекции и за счёт теплопроводности.

Для нефти число Нуссельта определяется по **формулам Михеева** в зависимости от режима течения:

1) При **ламинарном** режиме течения ВВН ($Re < 2320$):

$$Nu = 0,17 Re^{0,33} \cdot Pr^{0,68} \cdot Gr^{0,1} \cdot Pr_{mp}^{-0,25} \quad (10)$$

$$Re = \frac{Vd}{\nu} \quad \text{– число Рейнольдса (безразмерная величина);}$$

$$Pr = \frac{\rho c_V \nu}{\lambda_n} \quad \text{– число Прандтля «ядра» потока ВВН (безразмерная величина);}$$

$$Pr_{mp} = \frac{\rho c_V \nu_{mp}}{\lambda_n} \quad \text{– число Прандтля пристенного слоя (безразмерная величина);}$$

$$Gr = \frac{d^3 g \xi \cdot (T - T_{mp})}{\nu^2} \quad \text{– число Грасгофа (безразмерная величина).}$$

V – средняя скорость потока ВВН в трубопроводе (м/с); d – внутренний диаметр НП (м); ν – кинематическая вязкость ВВН в «ядре» потока ($\text{м}^2/\text{с}$) при температуре «ядра» T (К или $^{\circ}\text{C}$); ρ – плотность ($\text{кг}/\text{м}^3$); c_V – удельная теплоёмкость ($\text{Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$); λ_n – коэффициент теплопроводности ВВН ($\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$); ν_{mp} – кинематическая вязкость ВВН в пристенном слое ($\text{м}^2/\text{с}$) при температуре стенки трубы T_{mp} (К или $^{\circ}\text{C}$); g – ускорение свободного падения ($\text{м}/\text{с}^2$); ξ – коэффициент температурного объёмного расширения ВВН ($1/^{\circ}\text{C}$).

Число Прандтля является безразмерным критерием подобия тепловых процессов, учитывающим влияние физических свойств теплоносителя (ρ , c_V , ν и λ_n) на процесс теплопередачи.

Число Грасгофа также является безразмерным критерием подобия, учитывающим влияние силы тяжести на процесс теплопередачи.

2) При турбулентном режиме течения ВВН:

$$Nu = 0,021 Re^{0,8} \cdot Pr^{0,68} \cdot Pr_{mp}^{-0,25} \quad (11)$$

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ
ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ДЛИНЕ
УЧАСТКА НП ПРИ «ГОРЯЧЕЙ»
ПЕРЕКАЧКЕ. КРИТИЧЕСКИЕ
ПАРАМЕТРЫ

Процесс теплопередачи от ВВН в окружающую НП среду при «горячей» перекачке описывается **уравнением Шухова**:

$$Gc_V \frac{dT}{dx} = \pi dK(T_{zp} - T) + gGi \quad (1)$$

Второе слагаемое в правой части (1) определяет дополнительный разогрев ВВН за счёт действия сил вязкого трения при её движении.

При этом справедливо соотношение:

$$gGi \ll \pi dK(T_{zp} - T)$$

Поэтому вторым слагаемым в правой части (1) можно пренебречь. Тогда:

$$Gc_V \frac{dT}{dx} = \pi dK(T_{zp} - T) \quad (2)$$

Решив дифференциальное уравнение (1), получаем **формулу Шухова**:

$$T(x) = T_{zp} + (T_{нач} - T_{zp}) e^{-\frac{Шу}{L}x} \quad (3)$$

где $T_{гр}$ – температура окружающей НП среды (при подземной прокладке – грунта) (К или °С); $T_{нач}$ – температура подогрева ВВН (температура в начале участка при $x = 0$) (К или °С); $Шу$ – число Шухова (безразмерная величина); L – длина участка НП (м); x – координата данного сечения (м).

Число Шухова:

$$Шу = \frac{\pi d K L}{G c_V} \quad (4)$$

где d – внутренний диаметр НП (м); K – коэффициент теплопередачи (Вт/(м²·К)); G – массовый расход ВВН (кг/с); c_V – удельная теплоёмкость ВВН (Дж/(кг·К)).

Формула Шухова (3) позволяет рассчитать распределение температуры по длине участка НП, ведущего «горячую» перекачку ВВН.

Если в (3) вместо x подставить L , то получится выражение для расчёта температуры в конце участка НП:

$$T_{кон} = T_{гр} + (T_{нач} - T_{гр}) e^{-Шу} \quad (5)$$

Если температура в конце участка задана, то из (5) можно определить **температуру подогрева** (в начале участка):

$$T_{нач} = T_{гр} + (T_{кон} - T_{гр})e^{Шу} \quad (6)$$

Температура в конце участка «горячего» НП обычно задаётся как сумма температуры застывания ВВН и некоторого запаса на случай остановки перекачки.

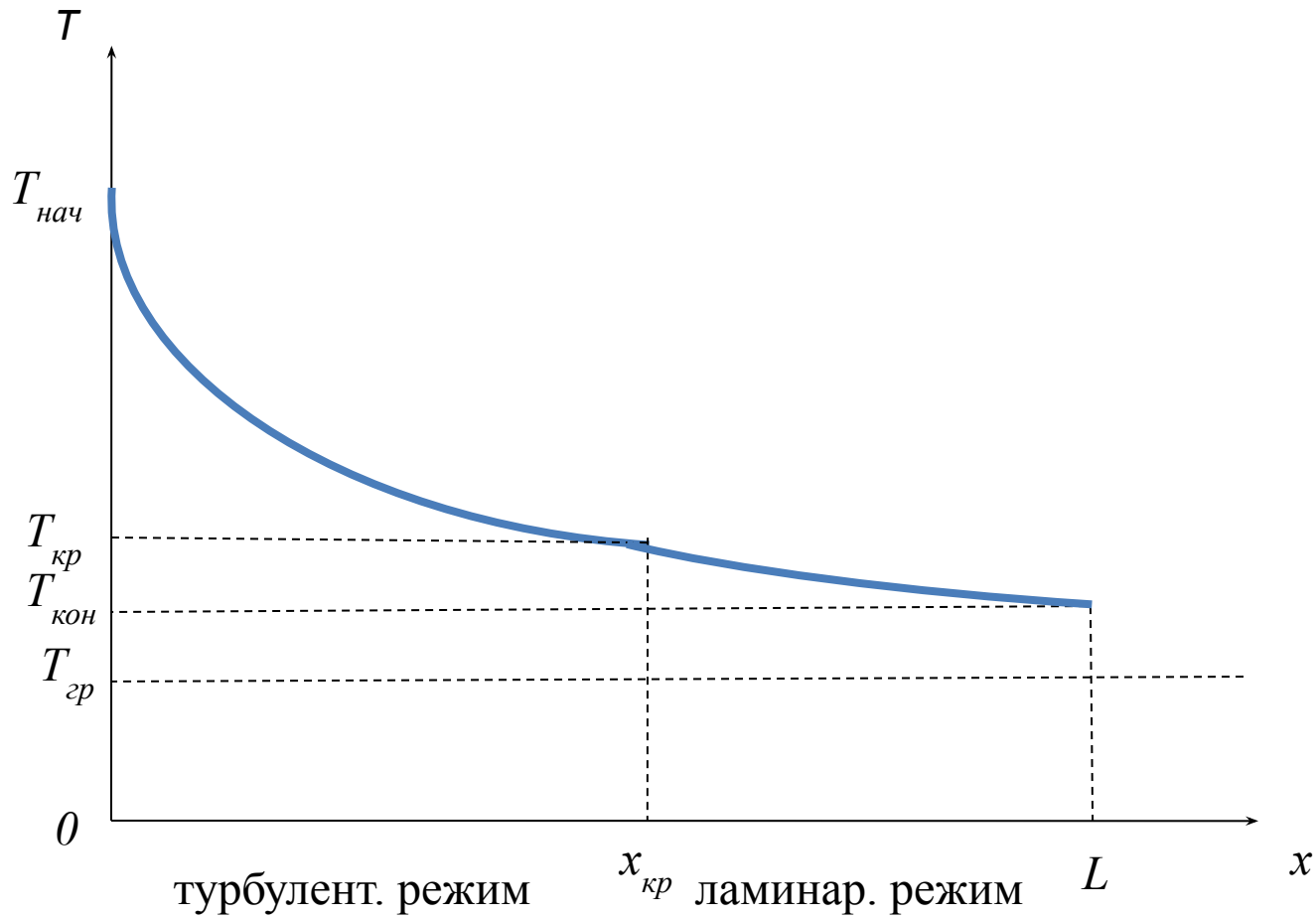
При «горячей» перекачке ВВН на одном участке НП могут существовать 2 режима течения: в начале участка – турбулентный, в конце – ламинарный. Переход на ламинарный режим может иметь место при сильном увеличении вязкости ВВН вследствие уменьшения температуры ВВН.

При этом возникает задача определения координаты точки изменения режима течения ВВН.

Температура, при которой вязкость нефти достигнет значения, соответствующего переходному числу Рейнольдса (критическому) ($Re_{кр} = 2320$), называется **критической температурой**.

Координата точки, в которой достигается критическая температура (и происходит изменение режима течения), называется **критической координатой**.

График распределения температуры по длине участка НП при «горячей» перекачке ВВН с наличием турбулентного и ламинарного режимов течения



Формула определения критической температуры получается из формулы Рейнольдса – Филонова, если положить, что критическая вязкость достигается при критической температуре:

$$\nu_{кр} = \nu_1 e^{-a(T_{кр} - T_1)}$$
$$T_{кр} = T_1 + \frac{1}{a} \ln \frac{\nu_1}{\nu_{кр}} \quad (7)$$

$\nu_{кр}$ – критическое значение вязкости ($\text{м}^2/\text{с}$ или Ст); ν_1 – известное значение вязкости ВВН ($\text{м}^2/\text{с}$ или Ст) при некоторой температуре T_1 (К или $^{\circ}\text{C}$); a – коэффициент термовязкограммы ВВН ($1/\text{K}$ или $1/^{\circ}\text{C}$); $T_{кр}$ – критическая температура (К или $^{\circ}\text{C}$).

Критическая вязкость, в свою очередь, определяется через критическое (переходное) число Рейнольдса ($Re_{кр} = 2320$):

$$Re_{кр} = \frac{4Q}{\pi d \nu_{кр}}$$
$$\nu_{кр} = \frac{4Q}{\pi d Re_{кр}} \quad (8)$$

Подставляя (8) в (7):

$$T_{кр} = T_1 + \frac{1}{a} \ln \frac{\nu_1 \pi d \operatorname{Re}_{кр}}{4Q} \quad (9)$$

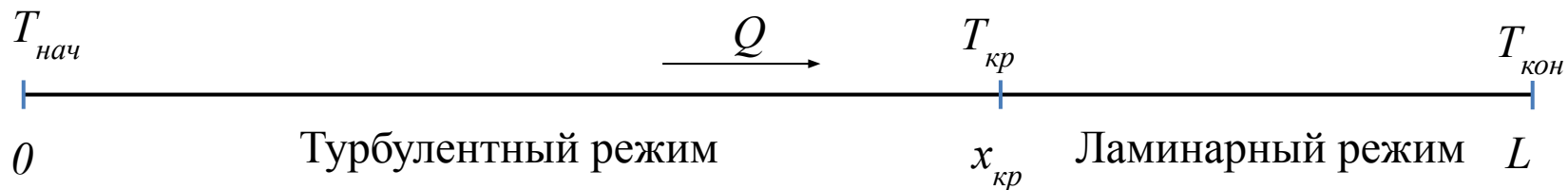
Зная критическую температуру $T_{кр}$, можно определить критическую координату $x_{кр}$ с помощью формулы Шухова (3):

$$T_{кр} = T_{гр} + (T_{нач} - T_{гр}) e^{-\frac{Шу}{L} x_{кр}} \quad (10)$$

$$x_{кр} = \frac{L}{Шу} \ln \frac{T_{нач} - T_{гр}}{T_{кр} - T_{гр}} \quad (11)$$

Если $x_{кр} \geq L$, то на всём протяжении участка «горячего» НП длиной L будет наблюдаться турбулентный режим течения ВВН.

Если $x_{кр} < L$, то на отрезке участка от 0 до $x_{кр}$ режим течения ВВН будет турбулентным, а на отрезке от $x_{кр}$ до L – ламинарным.



Распределение температуры на турбулентном отрезке:

$$T(x) = T_{гр} + (T_{нач} - T_{гр}) e^{-\frac{Шу_m}{L}x} \quad (12)$$

$$Шу_m = \frac{\pi d K_m L}{G c_V} - \text{число Шухова для турбулентного режима.}$$

Распределение температуры на ламинарном отрезке:

$$T(x) = T_{гр} + (T_{кр} - T_{гр}) e^{-\frac{Шу_l}{L}(x-x_{кр})} \quad (13)$$

$$Шу_l = \frac{\pi d K_l L}{G c_V} - \text{число Шухова для ламинарного режима.}$$

Из выражения (13) можно получить формулу для расчёта температуры нефти в конце всего участка ($x = L$) по известной критической температуре при условии существования отрезка с ламинарным режимом:

$$T_{\text{кон}} = T_{\text{гр}} + (T_{\text{кр}} - T_{\text{гр}}) e^{-\frac{\text{Шу}_л}{L}(L-x_{\text{кр}})} \quad (14)$$

Из выражения (10) можно получить формулу для расчёта температуры подогрева нефти в начале всего участка по известной критической температуре при условии существования на участке обоих режимов:

$$T_{\text{нач}} = T_{\text{гр}} + (T_{\text{кр}} - T_{\text{гр}}) e^{\frac{\text{Шу}_м}{L}x_{\text{кр}}} \quad (15)$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ
НАПОРА НА ТРЕНИЕ ПРИ
«ГОРЯЧЕЙ» ПЕРЕКАЧКЕ

При изотермической перекачке:

$$T = \text{const} \rightarrow \nu(T) = \text{const} \rightarrow Re(\nu) = \text{const} \rightarrow \lambda(Re) = \text{const} \rightarrow i(\lambda), h_{\tau}(\lambda) = \text{const}$$

(ν – кинематическая вязкость; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; i – гидравлический уклон; h_{τ} – потери напора на трение).

Поскольку «горячая» перекачка ВВН является неизотермической, то вышеперечисленные параметры (в т.ч., потери напора на трение) не являются постоянными, а изменяются:

$$T \downarrow \rightarrow \nu(T) \uparrow \rightarrow Re(\nu) \downarrow \rightarrow \lambda(Re) \uparrow \rightarrow i(\lambda), h_{\tau}(\lambda) \uparrow$$

(\downarrow – уменьшается; \uparrow – увеличивается).

Формула для расчёта потерь напора на трение получается в результате совместного решения дифференциальных уравнений Бернулли и Шухова:

$$\left\{ \begin{array}{l} -\frac{dH}{dx} = i \quad (1) \\ Gc_v \frac{dT}{dx} = \pi dK(T_{cp} - T), \quad gGi \rightarrow 0 \quad (2) \end{array} \right.$$

При этом гидравлический уклон в (1) выражается с помощью формулы Лейбензона с учётом различия значений вязкости ВВН в «ядре» потока и в пристенном слое:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{d^{5-m}} \left(\frac{\nu_{mp}}{\nu} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3)$$

β , m – константы Лейбензона ($\text{с}^2/\text{м}$ и безразмерная); ν – кинематическая вязкость ВВН в «ядре» потока ($\text{м}^2/\text{с}$) при температуре T ; ν_{mp} – кинематическая вязкость ВВН в пристенном слое ($\text{м}^2/\text{с}$) при температуре стенки трубы T_{mp} .

При ламинарном режиме течения ($Re < 2320$) константы Лейбензона имеют значения:

$$\beta = 4,155 \text{ с}^2/\text{м}; \quad m = 1;$$

при турбулентном режиме течения ($Re > 2320$; зона гидравлически гладких труб):

$$\beta = 0,0247 \text{ с}^2/\text{м}; \quad m = 0,25.$$

Вязкости ВВН в «ядре» потока ν и в пристенном слое ν_{mp} в (3), в свою очередь, зависят от температуры по формуле Рейнольдса – Филонова:

$$\nu(T) = \nu_1 e^{-a(T-T_1)} \quad (4)$$

$$\nu_{mp}(T_{mp}) = \nu_1 e^{-a(T_{mp}-T_1)} \quad (5)$$

Для турбулентного режима течения вследствие более **интенсивного теплообмена** нефти с окружающей средой справедливо допущение:

$$\frac{\nu_{mp}}{\nu} \approx 1 \quad (6)$$

При ламинарном режиме течения ВВН допущение (6) не работает: $v_{mp} \neq v$, поэтому необходимо определить неизвестную величину T_{mp} .

Для этого воспользуемся тем, что величины потока тепла, проходящего через пристенный слой нефти в трубе и через все остальные теплопроводящие слои, одинаковы:

$$\begin{aligned}\pi d \alpha (T_{mp} - T) &= \pi d K (T_{zp} - T) \\ T_{mp} &= T + \frac{K}{\alpha} (T_{zp} - T)\end{aligned}\quad (7)$$

Решение системы уравнений (1) и (2) даёт:

$$\begin{aligned}-\frac{dH}{dT} &= \frac{iL}{Шу \cdot (T_{zp} - T)} \\ Шу &= \frac{\pi d K L}{G c_v}\end{aligned}\quad (8)$$

Решая уравнение (8) с учётом выражений (3) – (7), получаем формулы для определения потерь напора на трение при неизотермической (в т.ч., «горячей») перекачке:

1. При ламинарном режиме течения:

$$h_{\tau, \text{лам}} = \frac{4,155 Q v_1 e^{-a(T_{zp} - T_1)} L}{d^4 \text{Шу}} \int_{T_{\text{кон}}}^{T_{\text{нач}}} \frac{e^{-a\left(1 - \frac{1K}{3\alpha}\right)(T - T_{zp})}}{T - T_{zp}} dT \quad (9)$$

2. При турбулентном режиме течения:

$$h_{\tau, \text{турб}} = \frac{0,0247 Q^{1,75} v_1^{0,25} e^{-0,25a(T_{zp} - T_1)} L}{d^{4,75} \text{Шу}} \int_{T_{\text{кон}}}^{T_{\text{нач}}} \frac{e^{-0,25a(T - T_{zp})}}{T - T_{zp}} dT \quad (10)$$

Если на участке нефтепровода, ведущего «горячую» перекачку, имеются оба режима течения нефти, то общие потери напора определяются как сумма потерь на участке с турбулентным режимом течения (10) и на участке с ламинарным режимом (9):

$$h_{\tau,общ} = h_{\tau,турб} + h_{\tau,лам}$$

При этом пределы интегрирования в (10) меняются от $T_{кр}$ до $T_{нач}$, а в (9) – от $T_{кон}$ до $T_{кр}$ (где $T_{кр}$ – критическая температура, при которой происходит смена режима течения нефти с турбулентного на ламинарный).

ПЕРЕКАЧКА ВВН В СМЕСИ С МУР

Другим широко используемым методом перекачки ВВН является её **смешение с маловязким углеводородным разбавителем (МУР)** перед закачкой в трубопровод или непосредственно в трубопроводе.

Смешение производится с целью снизить вязкость исходной ВВН.

Основные факторы, определяющие выбор данного метода:

- 1) возможность перекачки по одному НП нескольких сортов нефти с различными физико-химическими свойствами, добываемых на близкорасположенных месторождениях;
- 2) улучшение качества нефти;
- 3) более полная загрузка МНП;
- 4) невозможность перекачки ВВН другими методами (например, с подогревом в условиях вечной мерзлоты).

Смешение допустимо только в случае *неснижения* основных показателей качества нефти (содержание смол, серы, солей, воды и пр.).

Типы разбавителей:

- маловязкая нефть;
- газовый конденсат;
- дизельное топливо.

ЗАВИСИМОСТЬ ОСНОВНЫХ
ПАРАМЕТРОВ СМЕСИ ОТ
КОНЦЕНТРАЦИИ
РАЗБАВИТЕЛЯ

Добавление **МУР** изменяет следующие параметры **ВВН**:

- 1) плотность ρ ;
- 2) кинематическую вязкость ν ;
- 3) давление насыщенных паров $p_{упр}$.

Индексы:

«*n*» – неразбавленная нефть (ВВН);

«*p*» – разбавитель (МУР);

«*pn*» – разбавленная нефть (смесь).

Объёмная концентрация разбавителя c – отношение объёма разбавителя к общему объёму смеси:

$$c = \frac{V_p}{V_n + V_p} \quad (1)$$

Если разбавитель вводится непосредственно в НП:

$$c = \frac{Q_p}{Q_n + Q_p} \quad (2)$$

Введём понятие **относительной концентрации разбавителя по расходу X** :

$$X = \frac{Q_p}{Q_n} \quad (3)$$

Тогда (2) с учётом (3):

$$c = \frac{X}{1+X} \quad (4)$$

Вязкость разбавленной нефти ν_{pn} связана с вязкостями компонентов формулой Кусакова:

$$\begin{aligned} \nu_{pn} &= \nu_n e^{-c \ln\left(\frac{\nu_n}{\nu_p}\right)} \\ \nu_{pn} &= \nu_n e^{-\frac{X}{1+X} \ln\left(\frac{\nu_n}{\nu_p}\right)} = \nu_n \left(\frac{\nu_n}{\nu_p}\right)^{-\frac{X}{1+X}} \quad (5) \end{aligned}$$

Если необходимо учесть зависимость вязкости разбавленной нефти не только от концентрации разбавителя, но и от **температуры**, то используется комбинация формул Рейнольдса – Филонова и Кусакова:

$$v_{pn} = v_{pn,1} e^{-a_{pn}(T-T_1)} \quad (6)$$

где

$$v_{pn,1} = v_{n,1} \left(\frac{v_{n,1}}{v_{p,1}} \right)^{-\frac{X}{1+X}}$$

$$a_{pn} = \frac{a_n + a_p X}{1+X}$$

Для получения формулы, определяющей плотность разбавленной нефти ρ_{pn} , используется закон сохранения массы:

$$m_{pn} = m_n + m_p$$

$$\rho_{pn} V_{pn} = \rho_n V_n + \rho_p V_p$$

$$\rho_{pn} = \rho_n \frac{V_n}{V_{pn}} + \rho_p \frac{V_p}{V_{pn}} = \rho_n (1 - c) + \rho_p c$$

$$\rho_{pn} = \rho_n \left(1 - \frac{X}{1 + X} \right) + \rho_p \frac{X}{1 + X} = \rho_n \frac{1}{1 + X} + \rho_p \frac{X}{1 + X}$$

$$\rho_{pn} = \frac{\rho_n + \rho_p X}{1 + X} \quad (7)$$

Аналогичным образом получается формула для определения **давления насыщенных паров разбавленной нефти** $P_{упр,рн}$. Оно равно сумме парциальных давлений неразбавленной нефти и разбавителя:

$$\begin{aligned}
 P_{упр,рн} &= P_{упр,н} \frac{m_n}{m_{рн}} + P_{упр,р} \frac{m_p}{m_{рн}} \\
 P_{упр,рн} &= P_{упр,н} \frac{\rho_n V_n}{\rho_{рн} V_{рн}} + P_{упр,р} \frac{\rho_p V_p}{\rho_{рн} V_{рн}} \\
 P_{упр,рн} &= P_{упр,н} \frac{\rho_n}{\rho_{рн}} (1-c) + P_{упр,р} \frac{\rho_p}{\rho_{рн}} c \\
 P_{упр,рн} &= P_{упр,н} \frac{\rho_n}{\rho_{рн}} \left(1 - \frac{X}{1+X} \right) + P_{упр,р} \frac{\rho_p}{\rho_{рн}} \frac{X}{1+X} \\
 P_{упр,рн} &= P_{упр,н} \frac{\rho_n}{\rho_{рн}} \frac{1}{1+X} + P_{упр,р} \frac{\rho_p}{\rho_{рн}} \frac{X}{1+X} \\
 P_{упр,рн} &= \frac{P_{упр,н} \rho_n + P_{упр,р} \rho_p X}{\rho_n + \rho_p X} \quad (8)
 \end{aligned}$$

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ
ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВВН В СМЕСИ
С МУР

Основная задача, решаемая при гидравлическом расчёте перекачки ВВН в смеси с МУР – **определение необходимой относительной концентрации разбавителя X** , обеспечивающей перекачку заданного объёма ВВН Q_n .

Эта задача решается с помощью **уравнения баланса напоров**, в котором соответствующие члены выражены через искомое X .

Запишем уравнение баланса напоров для участка НП в общем виде:

$$h_{подп}(X) + H_{см}(X) = 1,02h_{\tau}(X) + h_{кон} + (z_{кон} - z_{нач}) \quad (1)$$

где $h_{подп}(X)$ – подпор перед магистральными насосами на НПС в начале участка (м); $H_{см}(X)$ – напор магистральных насосов НПС (м); 1,02 – коэффициент, учитывающий потери напора на местных сопротивлениях; $h_{\tau}(X)$ – потери напора на трение (м); $h_{кон}$ – остаточный напор в конце участка (м); $z_{нач}$, $z_{кон}$ – высотные отметки соответственно начала и конца участка НП (м).

Если рассматривается первый участок НП с ГНПС, то величина $h_{подп}$ создаётся подпорными насосами. Если речь идёт о ПНПС, то $h_{подп} = h_{кон}$ с предыдущего участка. На последнем участке $h_{кон}$ определяется потерями напора при прохождении нефти через коммуникации конечного пункта и высотой взлива в резервуары.

Величина подпора перед НПС в (1) в общем случае определяется выражением:

$$h_{\text{подп}} = h_{\text{кав}} + \frac{p_{\text{унр}}}{\rho g} \quad (2)$$

где $h_{\text{кав}}$ – антикавитационный запас магистральных насосов (м); $p_{\text{унр}}$ – давление насыщенных паров нефти (Па); ρ – плотность нефти (кг/м³); g – ускорение свободного падения (м/с²).

В случае перекачки ВВН в смеси с МУР давление насыщенных паров и плотность, входящие в (2), зависят от относительной концентрации разбавителя X в соответствии с формулами (8) и (7) из предыдущего параграфа. Подставляя их в (2), получаем в итоге:

$$h_{\text{подп}}(X) = h_{\text{кав}} + \frac{p_{\text{унр,н}}\rho_n + p_{\text{унр,р}}\rho_p X}{(\rho_n + \rho_p X)^2 g} (1 + X) \quad (3)$$

При перекачке ВВН в смеси с МУР расход разбавленной нефти Q_{pn} :

$$Q_{pn} = Q_n + Q_p = Q_n \cdot (1 + X) \quad (4)$$

Если на НПС работает n одинаковых последовательно включённых центробежных магистральных насосов, то суммарная характеристика НПС $H_{cm}(X)$ будет иметь вид:

$$H_{cm}(X) = k_{пер} n \left[a - b Q_n^2 (1 + X)^2 \right] \quad (5)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент пересчёта характеристики насоса «с воды на нефть»; a, b – аппроксимационные коэффициенты напорной характеристики насоса (м, ч²/м⁵).

Пересчёт характеристики насоса «с воды на нефть» необходим, поскольку перекачивается ВВН. Пересчёт производится по обычной методике (ГОСТ 6134-2007 «Насосы динамические. Методы испытаний»).

Потери напора на трение при перекачке ВВН в смеси с МУР $h_\tau(X)$ можно определять либо по формуле Дарси – Вейсбаха, либо по формуле Лейбензона. В первом случае:

$$h_\tau(X) = \lambda(X) \frac{8Q_n^2 \cdot (1 + X)^2 L}{\pi^2 g d^5} \quad (6)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda(X)$ в (6) определяется по соответствующей формуле в зависимости от величины числа Рейнольдса:

$$\text{Re}(X) = \frac{4Q \cdot (1 + X)}{\pi d v_{pH}(X)} \quad (7)$$

Потери напора на трение также можно определить с помощью формулы Лейбензона:

$$h_\tau(X) = \beta \frac{Q_n^{2-m} \cdot (1 + X)^{2-m} v_{pH}^m(X)}{d^{5-m}} L \quad (8)$$

Коэффициенты β и m в (8) имеют значения:

- при ламинарном режиме течения ($Re < 2320$): $\beta = 4,155 \text{ с}^2/\text{м}$; $m = 1$;
- при турбулентном режиме течения в зоне гидравлически гладких труб $(2320 < Re < 10/\varepsilon)$: $\beta = 0,0247 \text{ с}^2/\text{м}$; $m = 0,25$. (2320)

Поскольку рассматривается перекачка ВВН, режим течения практически никогда не выходит за зону гидравлически гладких труб.