



Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов (часть 1)

Лекции – 28 часов

Практические занятия – 14 часов

Лабораторные занятия – 6 часов

Итоговая аттестация – ЭКЗАМЕН

Рекомендуемая литература

- ***Основная литература***

1. Коршак А. А., Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов.— Спб.: «Недра», 2008.— 488 с.

- ***Дополнительная литература***

1. Нечваль А. М. Основные задачи при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов: Учебное пособие.— Уфа: изд-во УГНТУ, 2005.— 81 с.
2. Гольянов А. И., Муфтахов Е. М. Технологический расчет газопроводов: Учебно-методическое пособие .— Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003.— 67 с.
3. Учебно-методическое пособие к лабораторным работам по курсу «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов».— Уфа:Изд-во УГНТУ, 2008 .— 82с.

Лекция 1

Состояние и перспективы
развития трубопроводного
транспорта нефти,
нефтепродуктов и газа

Современное состояние отрасли трубопроводного транспорта России

Протяженность магистральных трубопроводов

Трубопроводы	к 1991 г. (распад СССР)	2012 г.
МНП	более 70 тыс. км.	около 50 тыс. км
МНПП	около 30 тыс. км (с отводами)	около 19,1 тыс. км (более 15 МНПП, около 4 отводы)
МГП	около 210 тыс. км	около 162 тыс. км

Схема магистральных нефтепроводов «ОАО АК Транснефть» и стран ближнего зарубежья



Трубопроводный транспорт нефти

По состоянию на 2012 г в системе ОАО АК «Транснефть»:

- Около **70 тыс. км** магистральных трубопроводов (включая МНПП) диаметром от 426 до 1220 мм;
- Суммарная вместительность резервуарных парков **около 20 млн. м³**;
- Транспорт 480 млн.т/год (около **93%** добываемой в России нефти);
- Средняя дальность перекачки около **2300 км**;
- Средний диаметр трубопроводов **свыше 800 мм**.

Проект нефтепровода «Восточная Сибирь- Тихий Океан» (ВСТО)

G=50 млн.т в год; L=4740 км.



1-я очередь Тайшет – Сковородино L=2694 км (2009 г).

2-я очередь Сковородино – СМНП Козьмино L=2046 км (2012 г).

Сдан в эксплуатацию 25.12.2012 г.

Проект нефтепровода «Заполярье - Пурпе - Самотлор»



Ориентировочная пропускная
способность $G=45-50$ млн.т в год.

1-я очередь «Пурпе – Самотлор»
($L=430$ км; $D_n=1020$ мм) введена в
эксплуатацию в октябре 2011 г.

2-я очередь «Заполярье – Пурпе»
($L=490$ км; $D_n=1020/720$ мм) будет
развиваться в три этапа
последовательно с юга на север.

Завершение проекта намечено в
2016 г.

Проект нефтепровода «Куюмба – Тайшет»



Цель проекта - обеспечение приема в систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» (ВСТО) нефти новых месторождений Красноярского края - Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского.

G=15 млн.т в год; L=750 км.

В 3 квартале 2012 года велись инженерные изыскания по маршруту прохождения нефтепровода.

Расширение нефтепровода КТК



Нефтепровод Тенгиз-Новоросийск Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК) предназначен для экспортной транспортировки российской и казахстанской нефти через морской терминал КТК.

$G=28,2$ млн.т в год; $L=1510$ км.

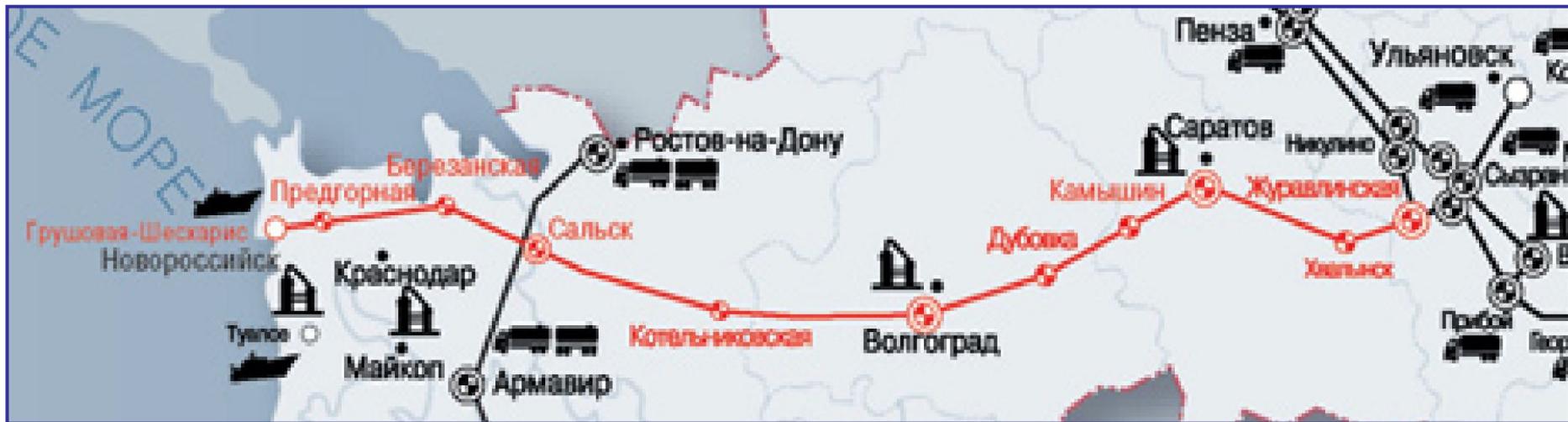
Мощность нефтепровода будет увеличена в течение 2012-2015 гг. с текущих 28,2 млн. тонн нефти в год **до 67 млн. т. в год** (с применением противотурбулентных присадок – **до 76 млн. т. в год**).

По состоянию на 2012 г в системе ОАО АК «Транснефтепродукт»:

- Общая протяженность нефтепродуктопроводов Компании составляет **19,1 тыс. км**, в том числе:
 - магистральных нефтепродуктопроводов – **15,4 тыс.км**;
 - отводов – **3,7 тыс.км** ;
- **70** перекачивающих насосных станций;
- резервуарные парки общей вместимостью **4,7 млн. м³**;
- **42** пункта налива нефтепродуктов в железнодорожный и на автомобильный транспорт.

Главная цель Компании на ближайшие годы – повышение доли Компании в сфере транспортировки, создание новых маршрутов транспортировки топлива.

«Сызрань – Саратов – Волгоград – Новороссийск» (проект «Юг»)



- Протяженность нефтепродуктопровода $L=1465$ км, $D_y=500$ мм, 10 НПС.
- Проектная пропускная способность дизельного топлива стандарта Евро-5 **8,7 млн. т в год** (8,1 млн. тонн – на экспорт; 0,6 млн. тонн - внутреннее потребление).
- Разработана декларация о намерениях (ДОН). После выхода распоряжения правительства РФ будут установлены предполагаемые сроки реализации проекта.

Трубопроводный транспорт газа

- Протяженность газопроводов Единой Системы газоснабжения (ЕСГ) России, находящихся в ведении РАО «Газпром», в 2012 г. составляла **161,7 тыс. км.**
- Перекачку газа осуществляют **215** компрессорных станций (КС) суммарной мощностью **42 млн. кВт.**
- Парк газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на **88%** представлен газотурбинными установками.
- В систему ЕСГ РФ включены **25 СХПГ** и **3602 ГРС.**

Проект газопровода «Nord Stream» (Северный поток)



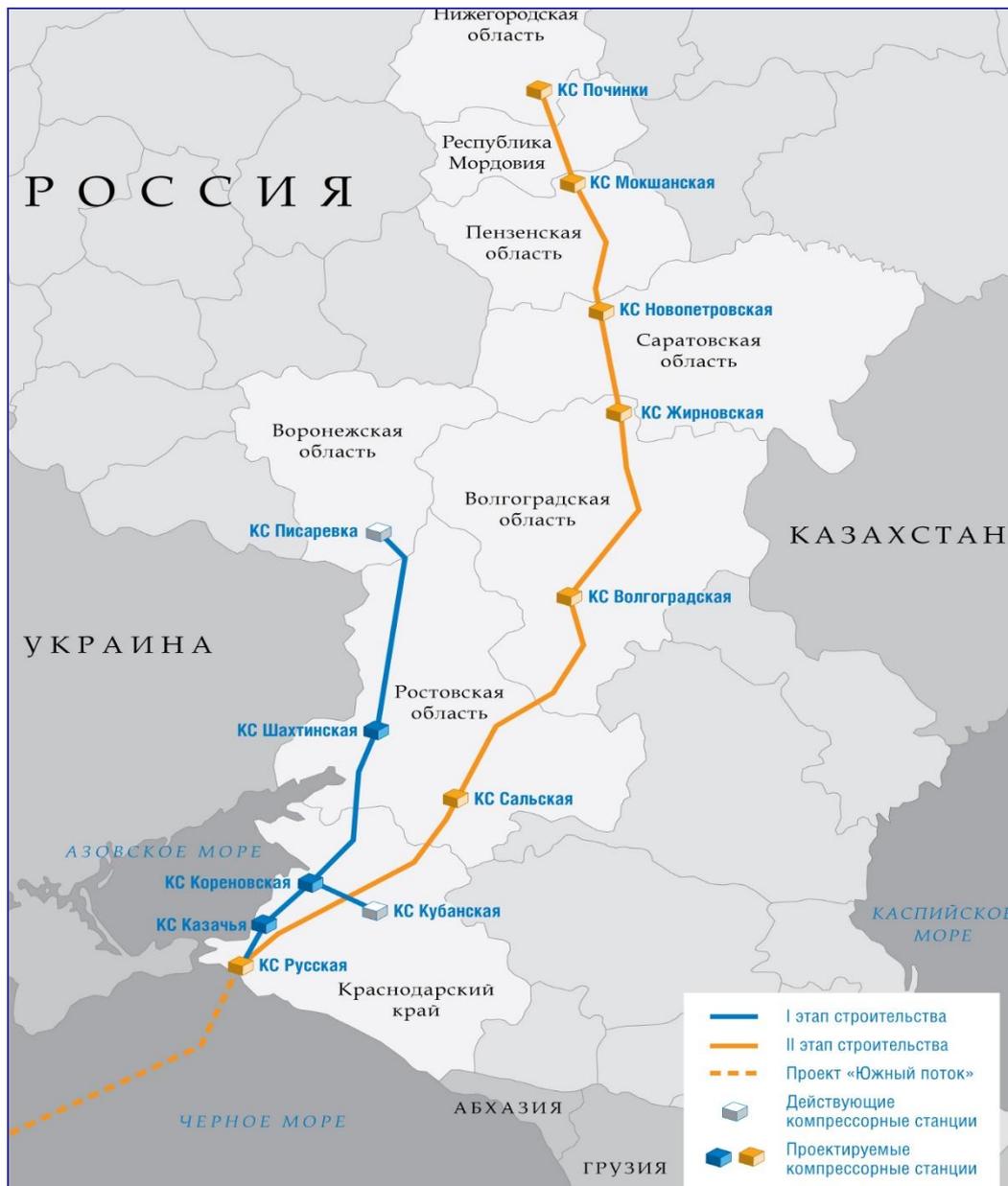
- Целевые рынки поставок – Германия, Великобритания, Нидерланды, Франция, Дания и другие страны.
- Протяженность газопровода $L = 1224$ км. Первая нитка «Северного потока» пропускной способностью $27,5$ млрд.м³ газа в год введена в эксплуатацию в 2011 году.
- Вторая нитка газопровода уложена в апреле 2012 года. Ввод в эксплуатацию позволит увеличить пропускную способность до 55 млрд. м³ в год.

Проект «Южный Поток»



- Проект «Южный поток» направлен на укрепление энергетической безопасности Европы (ввод в эксплуатацию намечен в 2016 г).
- Четыре нитки общей пропускной способностью до 63 млрд. м³ в год, L=2446 км.
- Общая протяженность черноморского участка составит около 900 км, максимальная глубина – более 2 км.

Проект «Южный Коридор»



Протяженность трассы составит свыше **2506 км**;

Годовая производительность **63 млрд. м³ в год**;

10 компрессорных станций (КС) общей мощностью **1516 МВт**;

Период реализации проекта : **2010–2017 гг.**

Газопроводы «Бованенково – Ухта» и «Ухта – Торжок»



Протяженность
трассы составит
свыше **2400 км**

Газотранспортный коридор «Бованенково – Ухта» ($L=1100$ км ;
 $Q=140$ млрд. газа в год)

Газопровод «Ухта – Торжок» ($L=1300$ км; $Q=81,5$ млрд. m^3 газа в
год).

Первая нитка системы магистральных газопроводов
«Бованенково – Ухта – Торжок» введена в эксплуатацию в **2012**
году.

Проект ГТС «Сахалин - Хабаровск - Владивосток»



Протяженность ГТС более **1800 км.**

Годовая пропускная способность первой очереди – **6 млрд. м³.**

Ввод в эксплуатацию первого пускового комплекса состоялся **в конце 2011 года.**

По мере роста потребления линейная часть ГТС от Комсомольска-на-Амуре до Хабаровска будет расширена и увеличена пропускная способность **до 30 млрд. м³ в год.**

Порядок проектирования магистральных трубопроводов

Проектирование магистральных трубопроводов регламентируется нормативными документами:

- **СП 11-101-2003** «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений»;
- **СНиП 11-01-2003** «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».

Они предусматривают проведение **предварительных исследований и проработок**, а также две стадии проектных работ: **предпроектную и проектную**.

Предварительные исследования и проработки

В ходе предварительных исследований должны быть собраны сведения о ранее выполненных **инженерных изысканиях**.

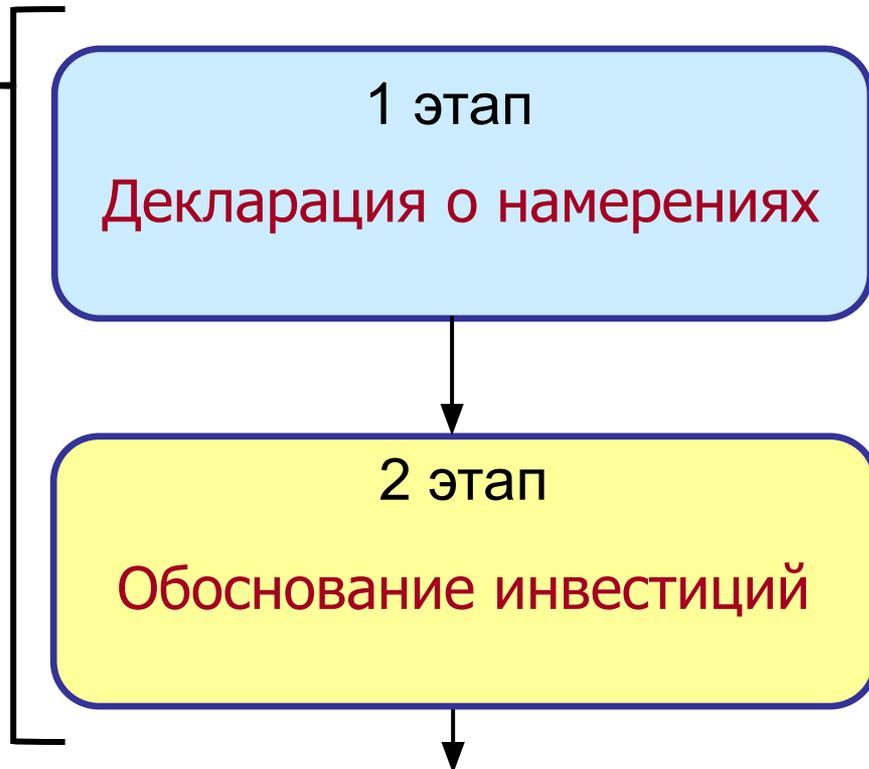
Целью инженерных изысканий является комплексное изучение местных природных условий трассы проектируемого трубопровода для разработки экономически целесообразных и технически обоснованных решений с учетом рационального использования и охраны природной среды.

На основании инженерных изысканий производится анализ данных об осложнениях, наблюдавшихся ранее в районе строительства трубопровода (природные и техногенные аварийные ситуации).

Предпроектная стадия

Предпроектная стадия реализуется в 2 этапа. Целью первого из них является подготовка декларации о намерениях (**ДОН**), второго - обоснование инвестиций (**ОИ**).

**Предпроектная
стадия
(СП 11-101-2003)**



Декларация о намерениях (ДОН)

Разрабатывается на основании:

- схем развития трубопроводного транспорта на ближайшую перспективу;
- перспективной потребности и мощности сырьевой базы учетом разведанных и утвержденных запасов;
- возможности сбыта на внутреннем и внешнем рынке.

В декларации о намерениях должно содержаться:

- наименование инвестора (заказчика);
- наименование трубопровода, его производительность;
- предполагаемые сроки строительства и ввода в эксплуатацию;
- намечаемая трасса трубопровода;
- ориентировочная потребность в трубах и материалах;
- экологическое обоснование;
- ориентировочная стоимость, источники финансирования.

По результатам положительного рассмотрения органами исполнительной власти **ДОН** заказчик принимает решение о разработке **ОИ** в строительство.

Обоснование инвестиций (ОИ)

В состав ОИ входят:

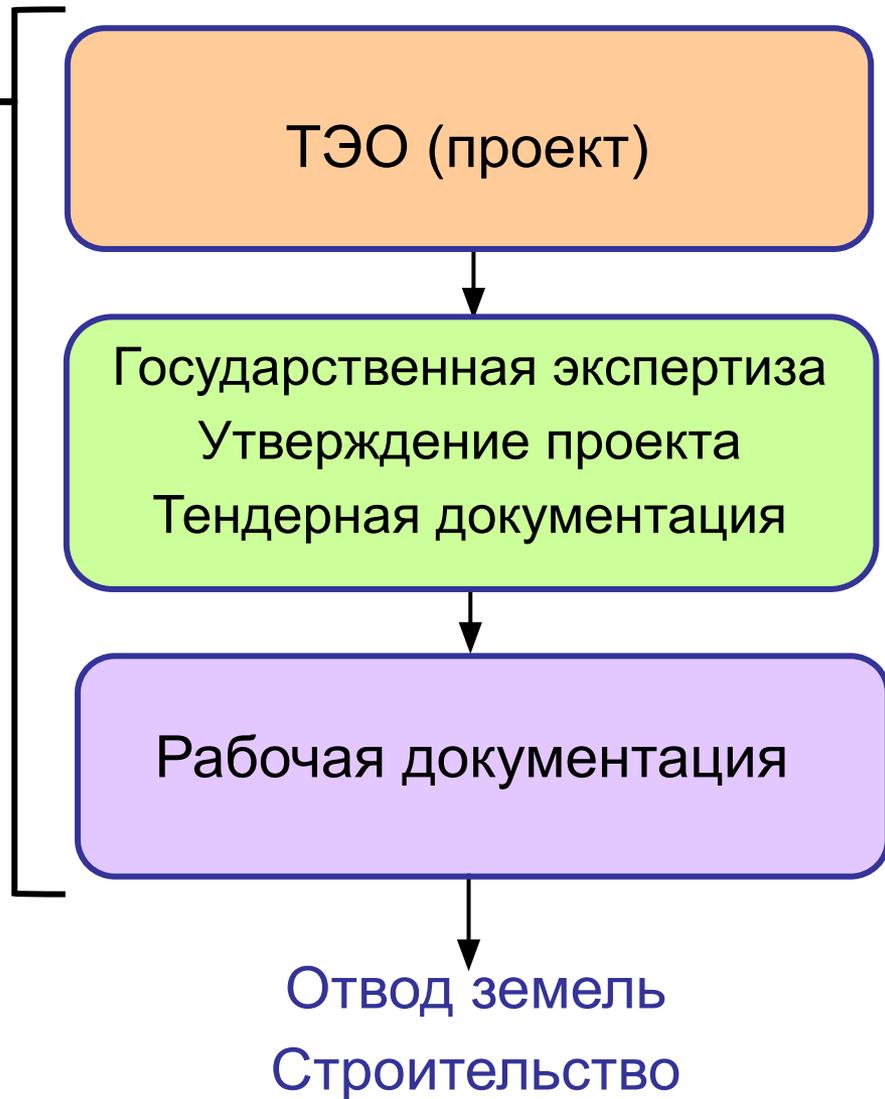
- основные технологические и строительные решения по трубопроводу;
- потребность в необходимых ресурсах для строительства и источники их получения;
- анализ вариантов трасс трубопровода с обоснованием выбранной трассы и краткая ее характеристика;
- сроки и очередность строительства, его организация;
- потребность в трудовых ресурсах;
- стоимость строительства по укрупненным показателям;
- оценка эффективности инвестиций и уточнение возможных источников их финансирования.

На основании материалов ОИ производятся:

- предварительные согласования выбора земельных участков;
- Государственная экспертиза;
- утверждение **ОИ** заказчиком и тендер на проектные работы.

Проектная стадия

**Проектная стадия
(СНиП 11-01-2003)**



В **проектной стадии** разрабатывается основной проектный документ – технико-экономическое обоснование **ТЭО (проект)**, в котором детализуются решения, принятые в **ОИ**:

- протяженность трассы трубопровода и её плановое положение;
- продольный профиль трассы, позволяющий установить окончательное местоположение **промежуточных** перекачивающих станций;
- створы подводных переходов, переходов автомобильных и железных дорог, их техническая характеристика;
- геологические свойства грунтов;
- ведомость угодий, пересекаемых трассой трубопровода.

*На основании материалов **ОИ** производятся:*

- предварительные согласования выбора земельных участков;
- **Государственная экспертиза**;
- утверждение **ТЭО** заказчиком и тендер на проектные работы.

- После утверждения и одобрения Государственной экспертизой **ТЭО** (проекта) составляется **тендерная документация**, на основе которой на конкурсной основе определяется подрядчик строительства трубопровода.
- Далее разрабатывается **рабочая документация** по согласованному с заказчиком графику с учетом установленной утвержденным проектом очередности строительства.
- На основе утвержденной рабочей документации производится **отвод земель** под строительство трубопровода (для постоянного и временного пользования).

Лекция 2

Раздел 1

Трубопроводный транспорт нефти

Нормативные документы

РД-23.040.00-КТН-110-07 Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования

РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов

СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы

Классификация нефтепроводов

По назначению нефтепроводы подразделяются на три группы:

- **внутренние** – (технологические) предназначенные для ведения технологического процесса и эксплуатации оборудования на промыслах, нефтескладах и НПС;
- **местные** (подводящие) – соединяющие промыслы с головными сооружениями магистрального нефтепровода, нефтеперерабатывающие заводы с пунктами налива в железнодорожные цистерны или водный транспорт;
- **магистральные** – предназначенные для транспортирования больших грузопотоков нефти на значительные расстояния (до нескольких тысяч километров). Характеризуются наличием нескольких НПС и относительной непрерывностью работы. Рабочее давление в магистральных нефтепроводах обычно достигает 5...7,5 МПа.

Магистральные нефтепроводы

Магистральным нефтепроводом называется инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающее транспортировку, приемку и сдачу **товарной нефти** потребителям или перевалку её на другой вид транспорта.

Согласно **СНИП 2.05.06.85*** магистральные нефтепроводы подразделяются на **4 класса**:

- 1-й класс – **Dy от 1000 до 1200 мм** включительно;
- 2-й класс – **Dy от 500 до 1000 мм** включительно;
- 3-й класс – **Dy от 300 до 500 мм** включительно;
- 4-й класс – **Dy менее 300 мм**.

Классификация товарной нефти

Товарной называется нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями государственных стандартов и технических условий .

Товарная нефть по ГОСТ Р51858-2002,	Класс	1, 2, 3, 4	По содержанию серы
	Тип	0, 1, 2, 3, 4	По плотности и сод. парафина
	Группа	1, 2, 3	По сод. воды и хлористых солей
	Вид	1, 2	По сод. H_2S и меркаптанов

Тип, группа и вид нефти устанавливается **по наихудшему** значению показателя.

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям **класса, типа, группы и вида** нефти.

При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс **«Э»**.

Пример маркировки: **Нефть 1.2.1.1. ГОСТ Р51858**

Класс 1: масс. доля серы 0,15%
(менее 0,6%)

Тип 2: плотность при 20°C 865 кг/м³
(свыше 850 до 870 кг/м³)

Группа 1: масс. доля воды до 0,5%;
хлористых солей до 100 ppm;
мех. примесей до 0,05%;
Ps < 66,7 кПа

Вид 1: масс. доля H₂S до 20 ppm;
легких меркаптанов до 40 ppm

Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода

- Подводящие трубопроводы, связывающие пункты подготовки (источники) нефти с головными сооружениями трубопровода;



- **Головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС),** на которой производится прием нефти, её учет и закачка в магистральный нефтепровод;



- Промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС), предназначенные для создания требуемого рабочего давления и обеспечения дальнейшей перекачки;



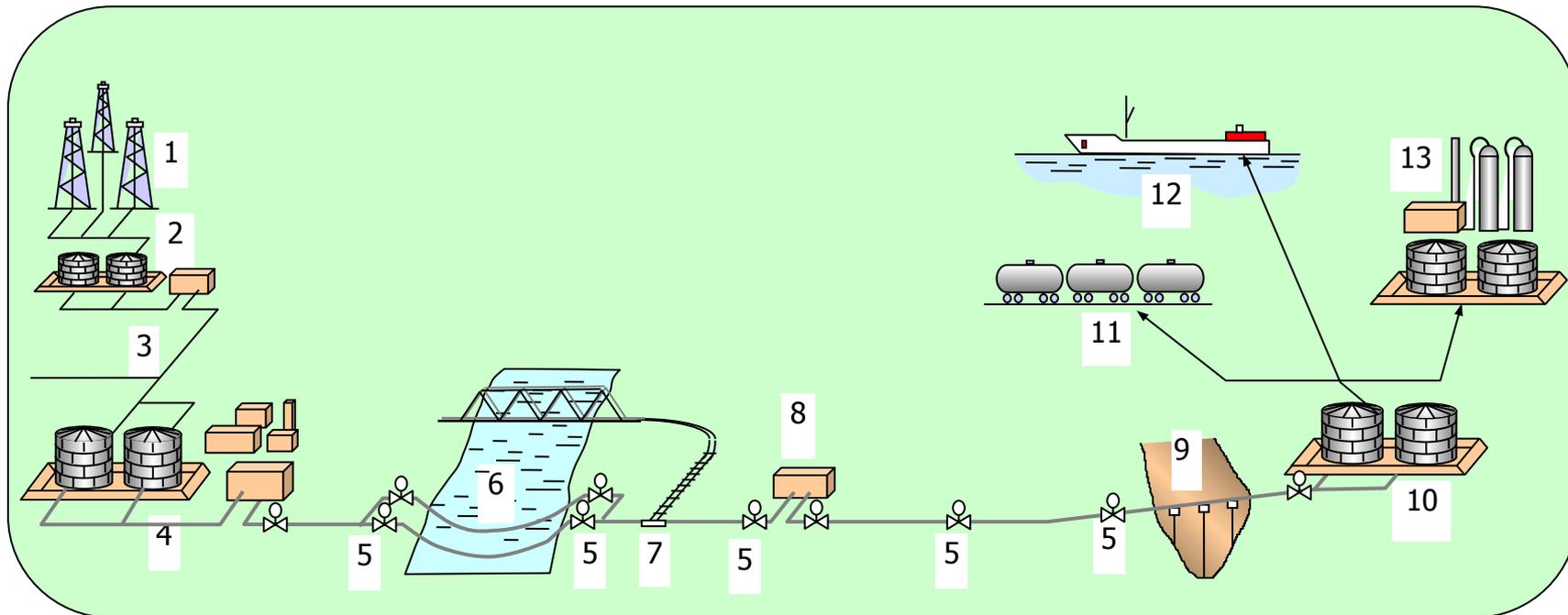
- **Конечный пункт (КП)** на котором осуществляется сдача нефти из трубопровода, её учет и распределение потребителям;



Линейные сооружения магистрального нефтепровода:

- Трубопровод (с ответвлениями, лупингами и резервными нитками), прокладываемый в подземном (в траншее), наземном (в насыпи) или в надземном вариантах;
- Линейная запорная арматура (с интервалом **15...20 км**);
- Переходы через естественные и искусственные препятствия;
- Узлы пуска, приема и пропуска средств очистки и диагностики (**СОД**);
- Установки электрохимической (катодной, дренажной, протекторной) защиты трубопровода (**ЭХЗ**);
- Средства телемеханики, технологической связи, оперативного управления и помещения для их размещения;
- Вдольтрассовые линии электропередач;
- Противоэрозионные, противопожарные и защитные сооружения трубопровода;
- Земляные амбары для временного хранения нефти при авариях;
- Сооружения линейной службы эксплуатации (**ЛЭС**) трубопровода: вдольтрассовые дороги, аварийно-восстановительные пункты (АВП), дома линейных обходчиков (**10...20 км**), вертолетные площадки и т. п.

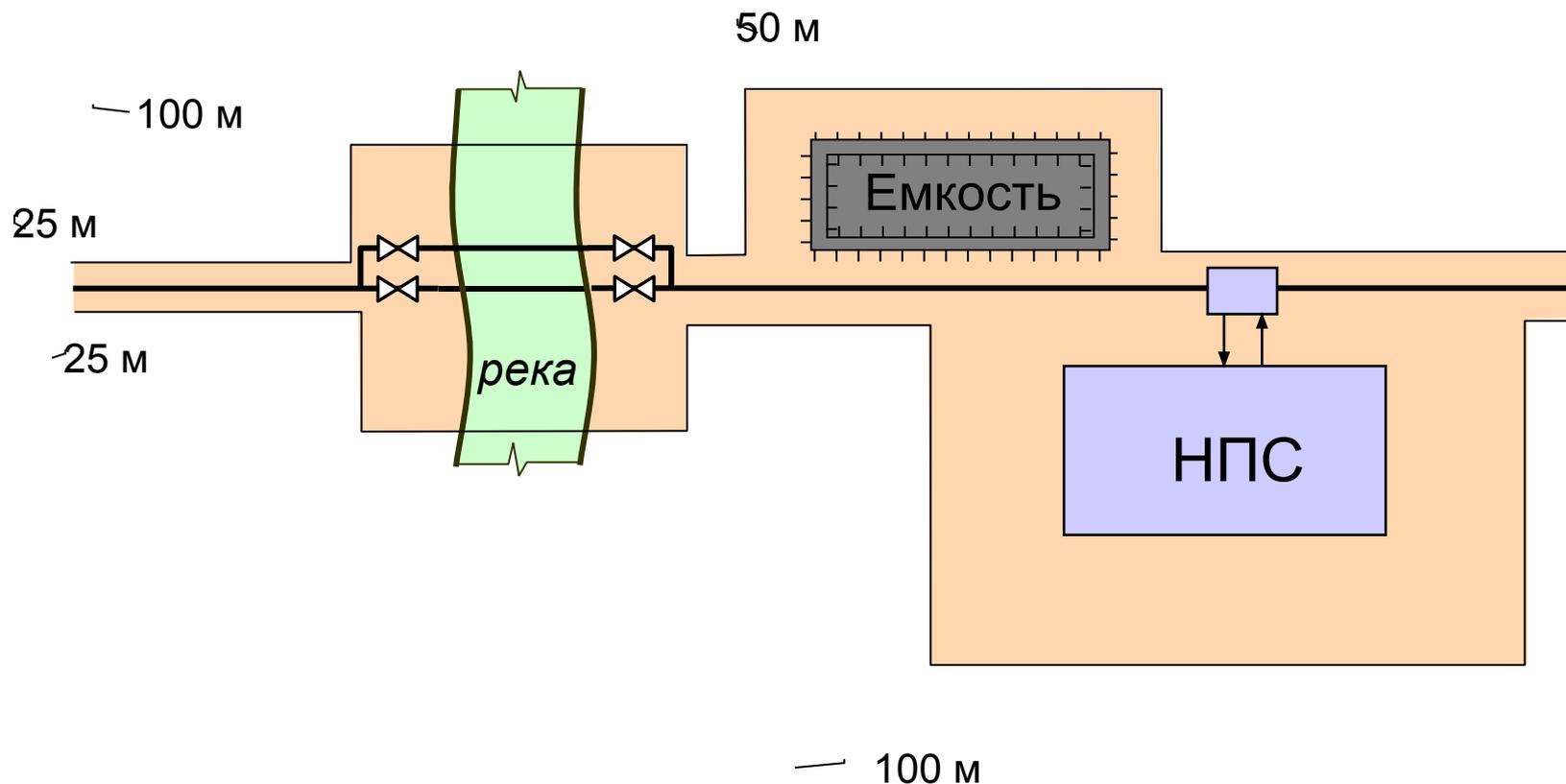
Схема промышленных сооружений и магистрального нефтепровода



1 - промыслы; 2 - нефтесборный пункт; 3 - подводящие трубопроводы; 4 - головная нефтеперекачивающая станция; 5 - линейная задвижка; 6 - подводный переход; 7 - переход под железной дорогой; 8 - промежуточная нефтеперекачивающая станция; 9 - надземный переход через овраг (ручей); 10 - конечный пункт нефтепровода (нефтебаза); 11 - пункт налива нефти в железнодорожные цистерны; 12 – нефтеналивной терминал; 13 - пункт сдачи нефти на нефтеперерабатывающем заводе

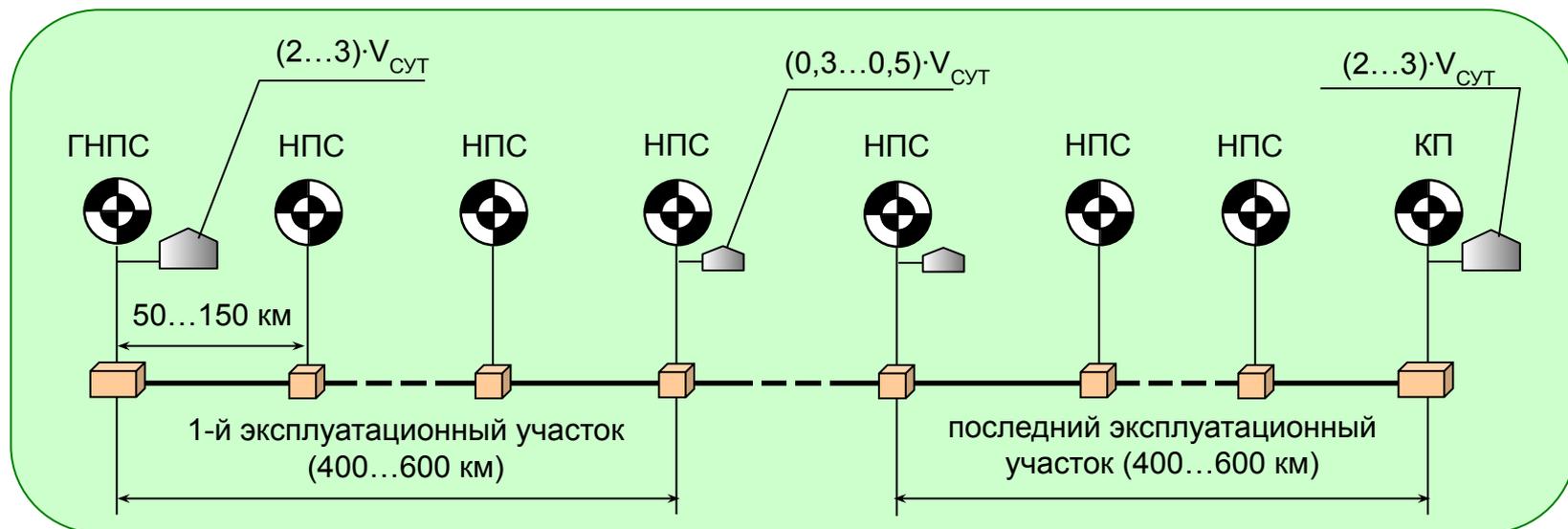
Охранная зона объектов магистрального нефтепровода

Охранные зоны устанавливаются для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения объектов магистрального нефтепровода.



Эксплуатационные участки

На магистральных нефтепроводах большой протяженности должна предусматриваться организация **эксплуатационных участков** длиной 400...600 км каждый.



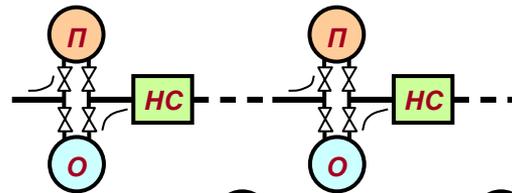
Резервуарные парки в системе магистрального нефтепровода:

- на ГНПС и КП – $(2...3) \cdot V_{сут}$;
- на НПС, расположенных на границах эксплуатационных участков – $(0,3...0,5) \cdot V_{сут}$;
- при проведении приемо-сдаточных операций – $(1,0...1,5) \cdot V_{сут}$.

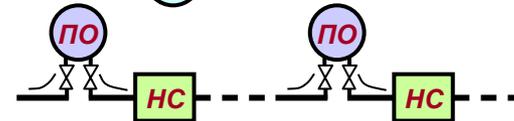
Системы перекачки

В зависимости от оснащённости нефтеперекачивающих станций возможны четыре системы перекачки:

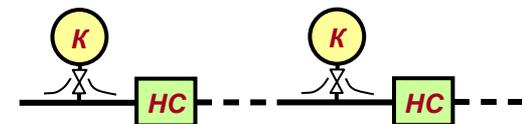
- постанционная;



- через резервуар НПС;



- перекачка с подключенным резервуаром;

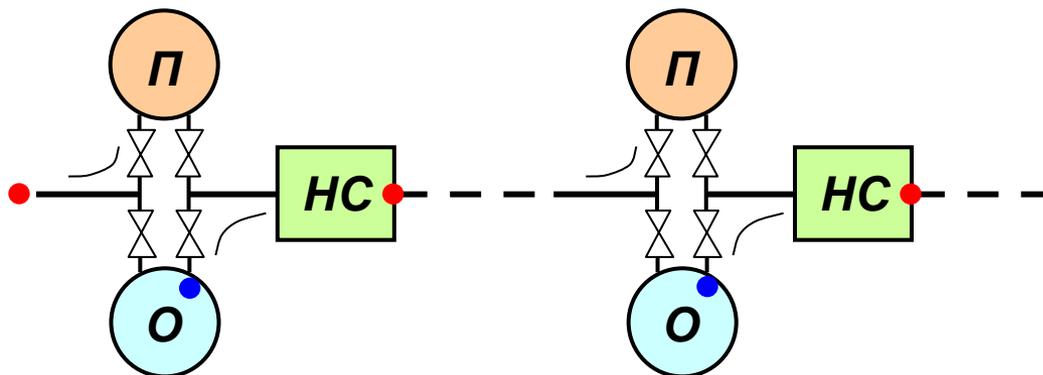


- перекачка из насоса в насос.



Постанционная система перекачки

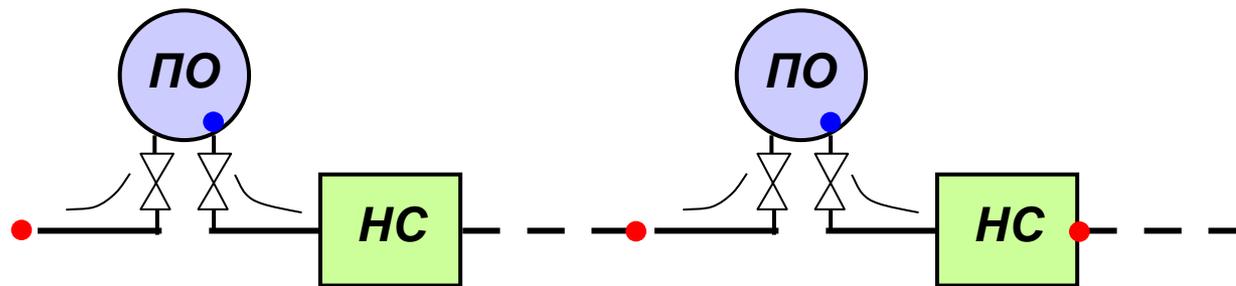
При **постанционной (порезервуарной)** перекачке нефть поочередно принимают в один из резервуаров НПС, а откачивают из другого.



- Эта система позволяет достаточно точно учитывать перекачиваемую нефть по замерам уровня в резервуарах.
- Основные недостатки – большие потери от испарения при заполнении-опорожнении резервуаров (потери от «больших дыханий»), а также значительная металлоемкость.

Перекачка через резервуар НПС

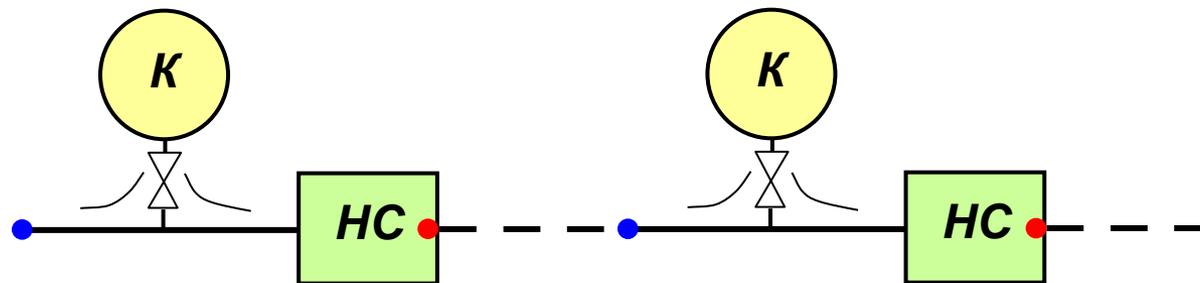
При перекачке **через резервуар НПС** нефть от предыдущей станции поступает в резервуар, который служит буферной емкостью, и одновременно из него откачивается.



Перемешивание нефти в резервуаре приводит к значительным потерям от испарения.

Перекачка с подключенным резервуаром

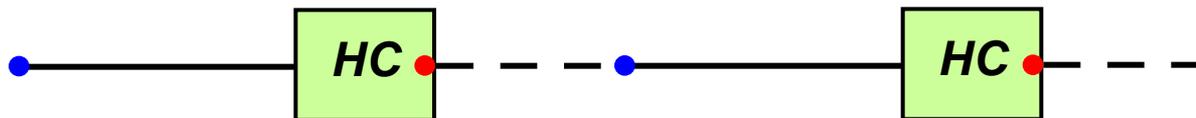
При **перекачке с подключенным резервуаром** нефть через резервуар не проходит, поскольку он соединен с отводом от всасывающей линии станции.



- Уровень в резервуаре изменяется незначительно в зависимости от величины разности расходов, которые обеспечивают данная и предыдущая НПС. При равенстве этих расходов уровень нефти остается практически неизменным.
- Потери от испарения определяются суточными колебаниями температур (потери от «малых дыханий»)

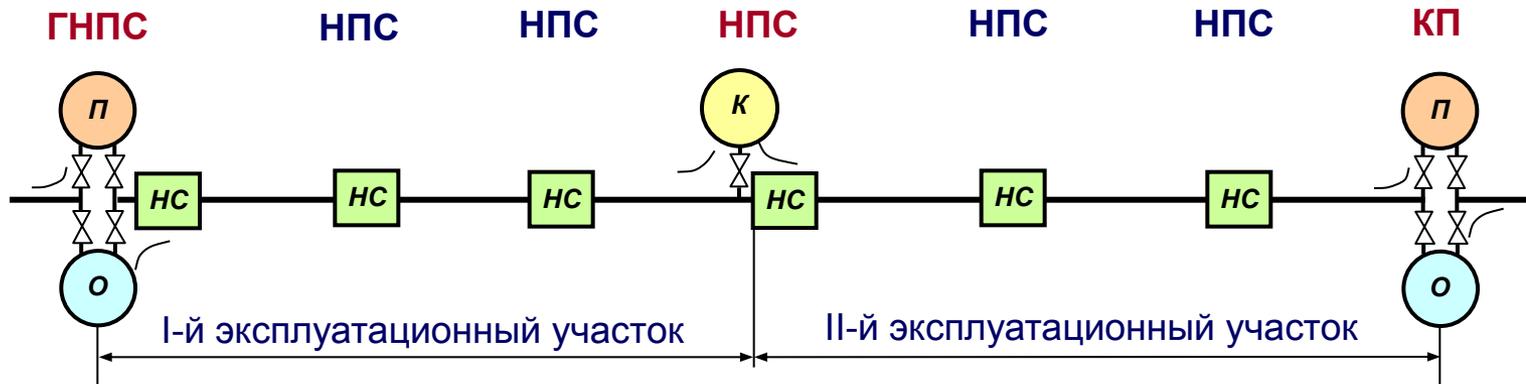
Перекачка «из насоса в насос»

Система перекачки «из насоса в насос» осуществляется при отключении резервуаров промежуточных НПС. Их используют только для приема нефти из трубопровода в случае аварий или ремонта.



При отключенных резервуарах исключаются потери от испарения и полностью используется подпор, передаваемый от предыдущей НПС. Однако работа НПС становится зависимой от работы других станций.

Прохождение нефти по нефтепроводу



- **ГНПС** и **КП** работают по системе постанционной перекачки;
- Промежуточные **НПС** работают по системе «из насоса в насос»;
- На границе эксплуатационных участков **НПС** могут работать по системам перекачки с подключенными резервуарами или постанционной.

Основное оборудование нефтеперекачивающих станций

К основному оборудованию НПС относятся насосы и их привод. Для перекачки нефти по МНП разработан ряд центробежных магистральных насосов серии **НМ**

Секционные
(многоступенчатые)



$Q - 125 \dots 710 \text{ м}^3/\text{ч};$
 $H - 550 \dots 280 \text{ м.}$

Спиральные
(одноступенчатые)



$Q - 1250 \dots 10000 \text{ м}^3/\text{ч};$
 $H - 260 \dots 210 \text{ м.}$

Подпорные насосы

Подпорные насосы предназначены для обеспечения бескавитационных условий работы основных магистральных насосов. Ими оборудуются НПС с резервуарными парками (ГНПС и НПС на границах эксплуатационных участков).

В качестве подпорных насосов применяются насосы серии **НМП** и **НПВ**.

Для вновь проектируемых нефтепроводов предпочтительнее использовать насосы серии **НПВ**, устанавливаемые на открытой площадке.

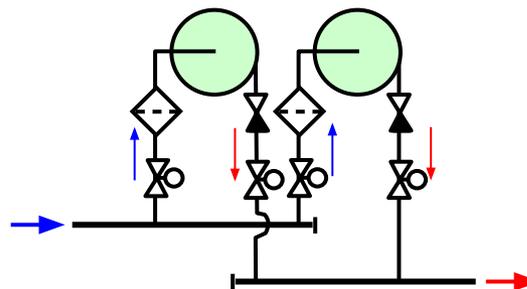


$Q - 125 \dots 5000 \text{ м}^3/\text{ч};$

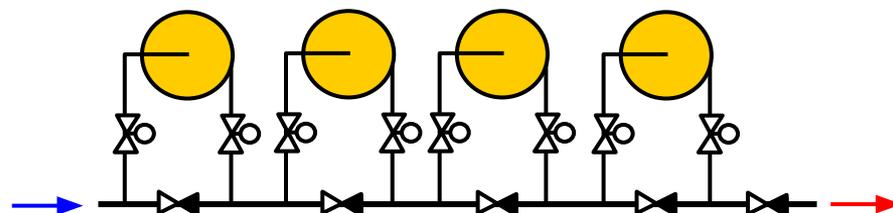
$H - 60 \dots 120 \text{ м.}$

Способы соединения насосов на НПС

Параллельное соединение подпорных насосов

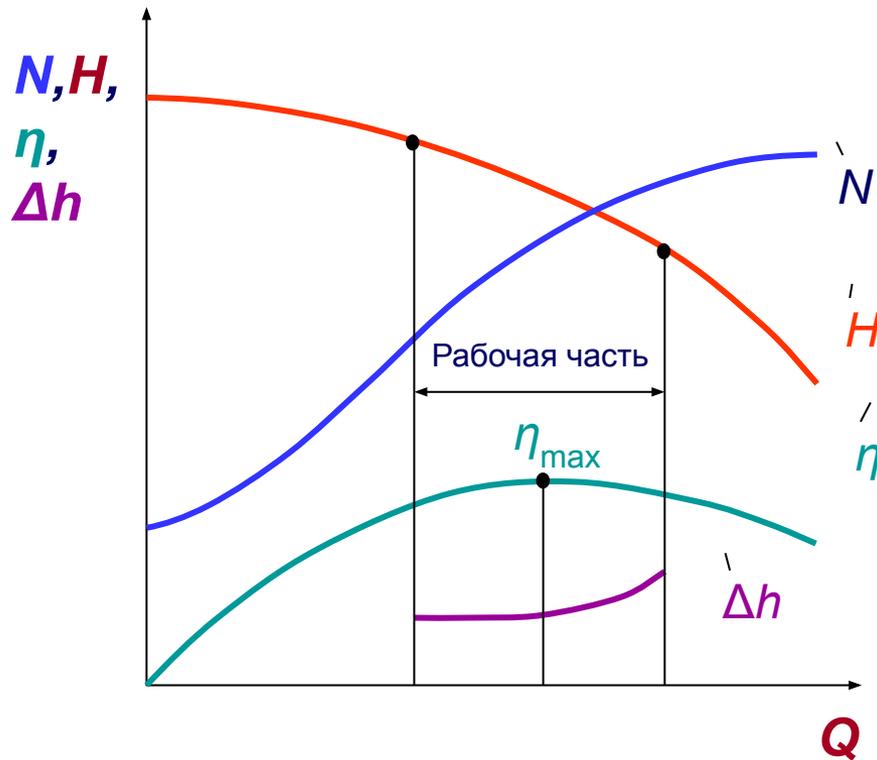


Последовательное соединение магистральных насосных агрегатов (МНА)



На каждую группу (до трех рабочих МНА) предусматривается
один резервный агрегат

Рабочие характеристики насосных агрегатов и станций



Характеристикой центробежного насоса называется графическое изображение зависимости развиваемого напора H , потребляемой мощности N , коэффициента полезного действия (КПД) η и допустимого кавитационного запаса Δh от подачи Q .

Математическая модель центробежного насоса

$$\text{Напорная характеристика насоса } H = a - b \cdot Q^2 \quad (2.1)$$

Коэффициенты a и b уравнения (2.1) определяются методом наименьших квадратов по n точкам на напорной характеристике насоса

$$b = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n H_i Q_i^2 - \sum_{i=1}^n H_i \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2}{\left(\sum_{i=1}^n Q_i^2 \right)^2 - n \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^4} \quad (2.2)$$

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n H_i + b \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2}{n} \quad (2.3)$$

Характеристики $H(Q)$ и $\eta(Q)$ также могут быть представлены полиномами вида

Напорная характеристика $H = a_0 + a_1 \cdot Q + a_2 \cdot Q^2$ (2.4)

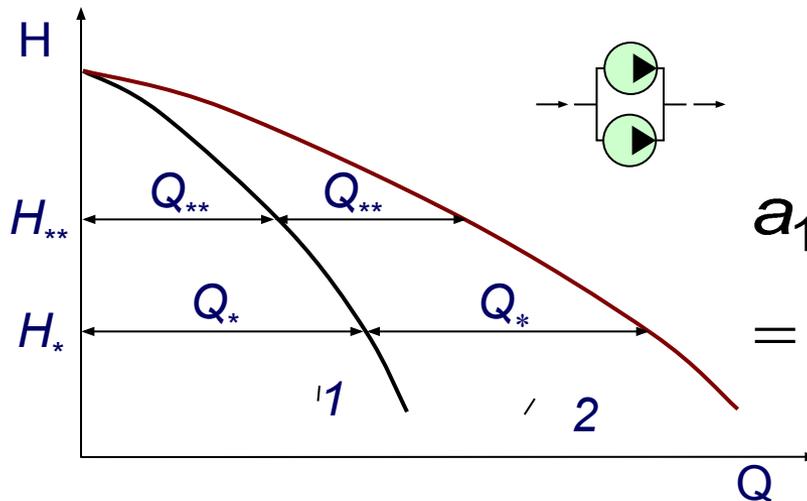
Характеристика КПД $\eta = k_1 \cdot Q + k_2 \cdot Q^2 + k_3 \cdot Q^3$ (2.5)

Значения коэффициентов a_0 , a_1 и a_2 в формуле (2.4) и k_1 , k_2 и k_3 в формуле (2.5) могут быть рассчитаны по МНК или стандартными процедурами Microsoft Excel.

Напорная характеристика группы насосов при параллельном соединении

При параллельном соединении насосов

$$\begin{cases} Q_1 + Q_2 = Q \\ H_1 = H_2 = H \end{cases}$$



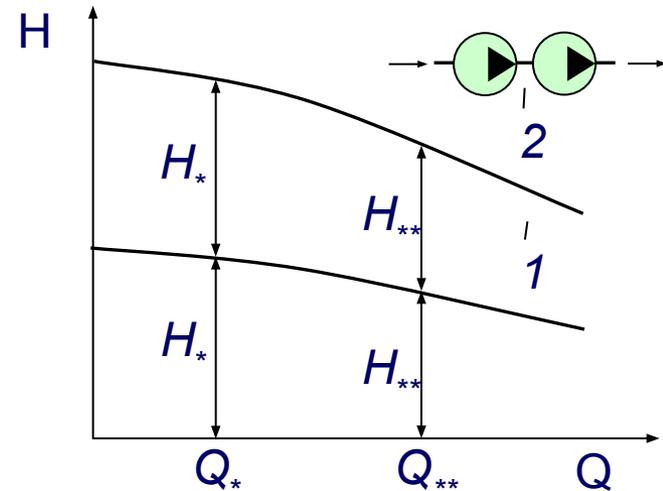
$$a_1 - b_1 \cdot Q_1^2 = a_2 - b_2 \cdot Q_2^2 = a_2 - b_2 \cdot (Q - Q_1)^2$$

Если насосы однотипны, то при p параллельно соединенных насосов

$$H = a - b \cdot \left(\frac{Q}{p} \right)^2$$

Напорная характеристика группы насосов при последовательном соединении

При последовательном соединении насосов



$$\begin{cases} Q_1 = Q_2 = Q \\ H_1 + H_2 = H \end{cases}$$

$$(a_1 + a_2) - (b_1 + b_2) \cdot Q^2 = H$$

Если насосы однотипны, то при s последовательно соединенных насосов

$$H = s \cdot (a - b \cdot Q^2)$$

Лекция 3

Технологический расчет магистрального нефтепровода

Основные задачи технологического расчета:

- определение оптимальных параметров нефтепровода (расчетная пропускная способность, диаметр трубопровода, протяженность трассы, давление на нефтеперекачивающих станциях, толщина стенки трубопровода, число нефтеперекачивающих станций);
- расстановка НПС по трассе нефтепровода;
- расчет эксплуатационных режимов нефтепровода.

Для определения оптимальных параметров технологический расчет выполняется для нескольких конкурирующих вариантов диаметра трубопровода по критерию, заданному заказчиком (минимум капитальных вложений в строительство нефтепровода, срок окупаемости, приведенные затраты и т.п.)

Исходные данные для технологического расчета

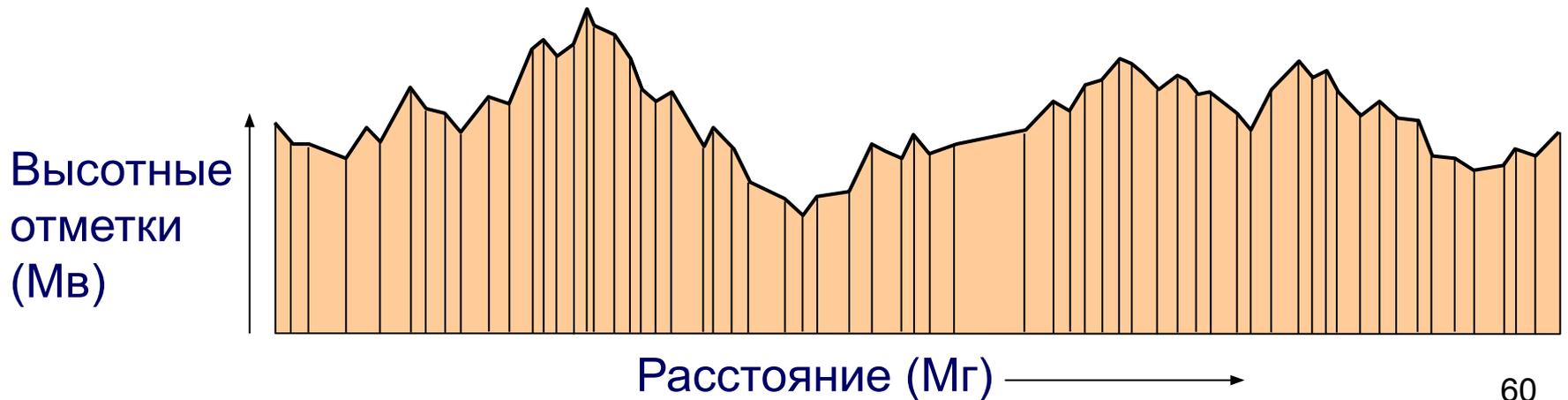
Проектирование нефтепровода выполняется на основании проектного задания, в котором указываются:

- начальный и конечный пункты трубопровода;
- пропускная способность трубопровода в целом и по отдельным его участкам;
- перечень нефтей, подлежащих перекачке, и сведения об их свойствах;
- размещение пунктов путевых сбросов (подкачек) нефти;
- условия поставки и приема;
- сроки ввода нефтепровода в эксплуатацию по очередям строительства.

Профиль трассы

Профилем трассы называется графическое изображение рельефа местности, построенное по особым правилам:

- наносятся только характерные точки трассы (вершины, впадины, изломы), которые соединяются ломаной линией;
- расстояния между характерными точками откладываются только по горизонтали, а их геодезические (высотные) отметки – по вертикали;
- горизонтальный (**Мг**) и вертикальный (**Мв**) масштабы различаются по величине.



Расчетная температура нефти

Расчетная температура – минимальная температура нефти с учетом тепловыделения в нефтепроводе, обусловленного трением потока и теплоотдачей в грунт, при минимальной температуре грунта на глубине оси трубопровода.

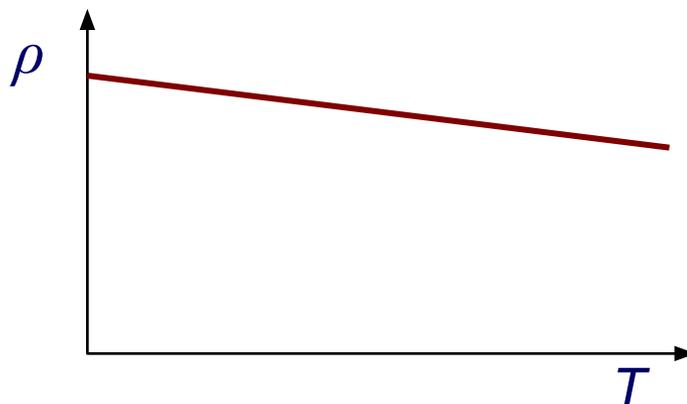
Для ориентировочных расчетов допускается принимать расчетную температуру равной средней температуре грунта самого холодного месяца на глубине оси трубопровода.

Для трубопроводов большой протяженности

$$T_P = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta_i \cdot T_i \quad (3.1)$$

Расчетная плотность нефти

Плотность нефти линейно зависит от температуры.



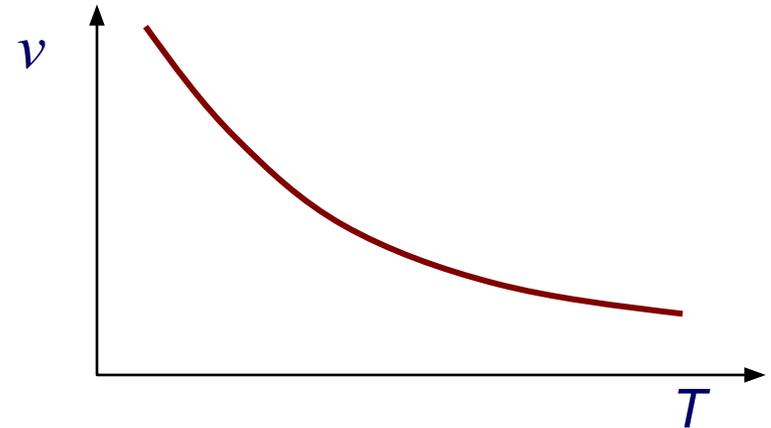
Расчетная плотность нефти рассчитывается при $T=T_p$

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T) \quad (3.2)$$

$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}$ температурная поправка.

Расчетная кинематическая вязкость нефти

Вязкость нефти зависит от температуры нелинейно.



Формула ASTM

$$\lg \lg(v_T + 0,8) = A_v + B_v \cdot \lg T \quad (3.3)$$

$$B_v = \frac{\lg \left[\frac{\lg(v_2 + 0,8)}{\lg(v_1 + 0,8)} \right]}{\lg T_2 - \lg T_1}$$

$$A_v = \lg \lg(v_1 + 0,8) - B_v \cdot \lg T_1$$

Формула Филонова-Рейнольдса

$$v_T = v_1 \cdot \exp[-u \cdot (T - T_1)] \quad (3.4)$$

$$u = \frac{1}{T_2 - T_1} \cdot \ln \frac{v_1}{v_2}$$

Дополнительная исходная информация:

Сведения о трубах (диаметр; сортамент; прочностные характеристики стали).

Укрупненные технико-экономические показатели:

- стоимость сооружения 1 км линейной части нефтепровода;
- стоимость строительства одной нефтеперекачивающей станции (ГНПС или НПС);
- Сведения о составляющих эксплуатационных расходов (стоимость электроэнергии, материалов, отчисления на амортизацию и текущий ремонт и т. п.).

Расчетная часовая производительность нефтепровода

$$Q_{ч} = \frac{G_{год} \cdot k_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9 \quad (3.5)$$

$G_{год}$ – годовая (массовая) производительность нефтепровода, млн т/год;

ρ – расчетная плотность нефти, кг/м³;

N_p – расчетное число рабочих дней в году, $N_p = 350$ суток;

$k_{НП}$ – коэффициент неравномерности перекачки, принимаемый равным для:

- системы параллельных нефтепроводов $k_{НП} = 1,05$;
- однониточного нефтепровода от промыслов до НПЗ $k_{НП} = 1,07$;
- однониточного нефтепровода от промыслов к системе нефтепроводов $k_{НП} = 1,10$.

Рабочее давление

$$P = \rho \cdot g \cdot (h_{\Pi} + m_M \cdot h_M) \cdot 10^{-6} \quad (3.6)$$

- g – ускорение свободного падения;
- h_{Π} , h_M – напоры, развиваемые соответственно подпорным и магистральным насосами при расчетной подаче ($Q_{\text{ч}}$);
- m_M – число работающих (последовательно) магистральных насосов на нефтеперекачивающей станции.

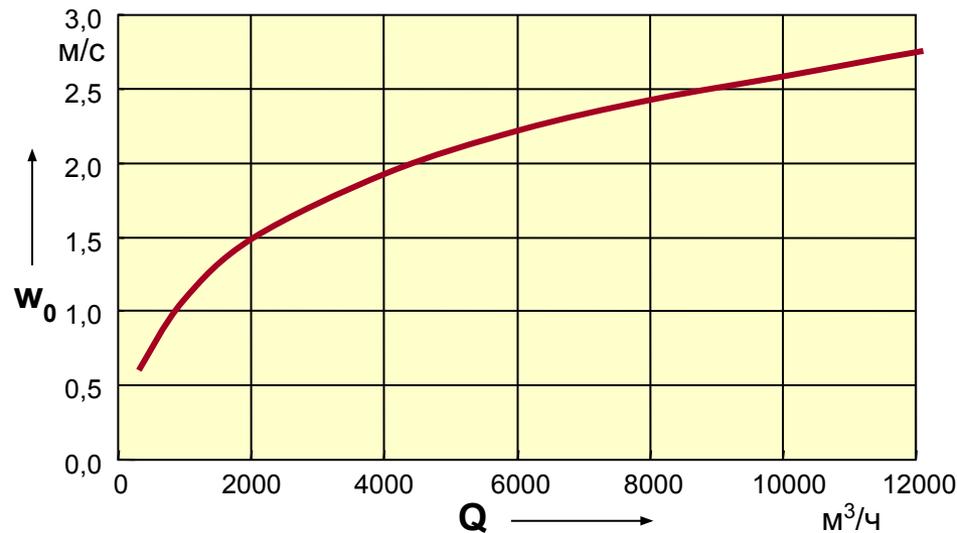
Величина h_{Π} принимается с учетом количества и схемы соединения работающих подпорных насосов.

Ориентировочный внутренний диаметр нефтепровода

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

(3.7)

w_o – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяемая из графика.



По значению D_o принимается ближайший стандартный наружный диаметр D_H .

Расчет толщины стенки и внутреннего диаметра трубопровода

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot p)} \quad (3.8)$$

- n_p – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе P (принимаемый по СНиП 2.05.06-85*):
- для нефтепроводов, работающих по системе «из насоса в насос» $n_p = 1,15$;
- в остальных случаях $n_p = 1,1$.

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы, МПа.

Полученное значение δ округляется до ближайшего большего из принятого сортамента труб δ_H .

$$D = D_H - 2 \cdot \delta_H \quad (3.9)$$

Гидравлический расчет. Потери напора

В общем случае напор, необходимый для ведения перекачки по трубопроводу с заданным расходом, равен

$$H = h_{\tau} + h_{MC} + \Delta z + h_{OCT} \quad (3.10)$$

Доля потерь напора на местных сопротивлениях h_{MC} практически не превышает **1...3%** от потерь на трение h_{τ} , тогда

$$H = 1,02 \cdot h_{\tau} + \Delta z + h_{OCT} \quad (3.11)$$

Разность геодезических (высотных) отметок $\Delta z = z_K - z_H$

Остаточный напор в конце трубопровода принимается равным $h_{OCT} = 30...40$ м.

Для нефтепровода, состоящего из $N_{\text{Э}}$ эксплуатационных участков, полные потери напора составят

$$H = 1,02 \cdot h_{\tau} + \Delta z + N_{\text{Э}} \cdot h_{OCT} \quad (3.12)$$

Потери напора на трение

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

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{L_P}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} \quad (3.13)$$

или обобщенной формуле Лейбензона

$$h_{\tau} = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{D^{5-m}} \cdot L_P \quad (3.14)$$

Коэффициенты гидравлического сопротивления λ , β и m зависят от режима течения нефти (Re) и шероховатости внутренней поверхности трубы k :

$$Re = \frac{w \cdot D}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu} \quad (3.15)$$

$$\bar{k} = k_{\Sigma} / D$$

Значения λ , m и β

		Режим течения жидкости		
		турбулентный		
ламинарный		гидравлически гладкие трубы	смешанное трение	квадратичное трение
Re	$Re < 2320$	$10^4 < Re < Re_1$	$Re_1 < Re < Re_2$	$Re > Re_2$
0	2320	10^4	$Re_1 = 10 / \bar{k}$	$Re_2 = 500 / \bar{k}$
λ	$64/Re$	$0,3164/Re^{0,25}$	$0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \bar{k} \right)^{0,25}$	$0,11 \cdot (\bar{k})^{0,25}$
$A_{тр}$	64	0,3164	$0,206 \cdot (\bar{k})^{0,15}$	$0,11 \cdot (\bar{k})^{0,25}$
m	1	0,25	0,1	0
β	4,15	0,0246	$0,0166 \cdot (\bar{k})^{0,15}$	$9,09 \cdot 10^{-3} \cdot (\bar{k})^{0,25}$

Для переходной турбулентной зоны: $\lambda = \frac{64}{Re} \cdot (1 - \gamma) + \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \cdot \gamma$,

где γ – коэффициент перемежаемости, равный $\gamma = 1 - e^{4,64 - 0,002Re}$;

$m = -1,02$; $\beta = 1,41 \cdot 10^{-6}$

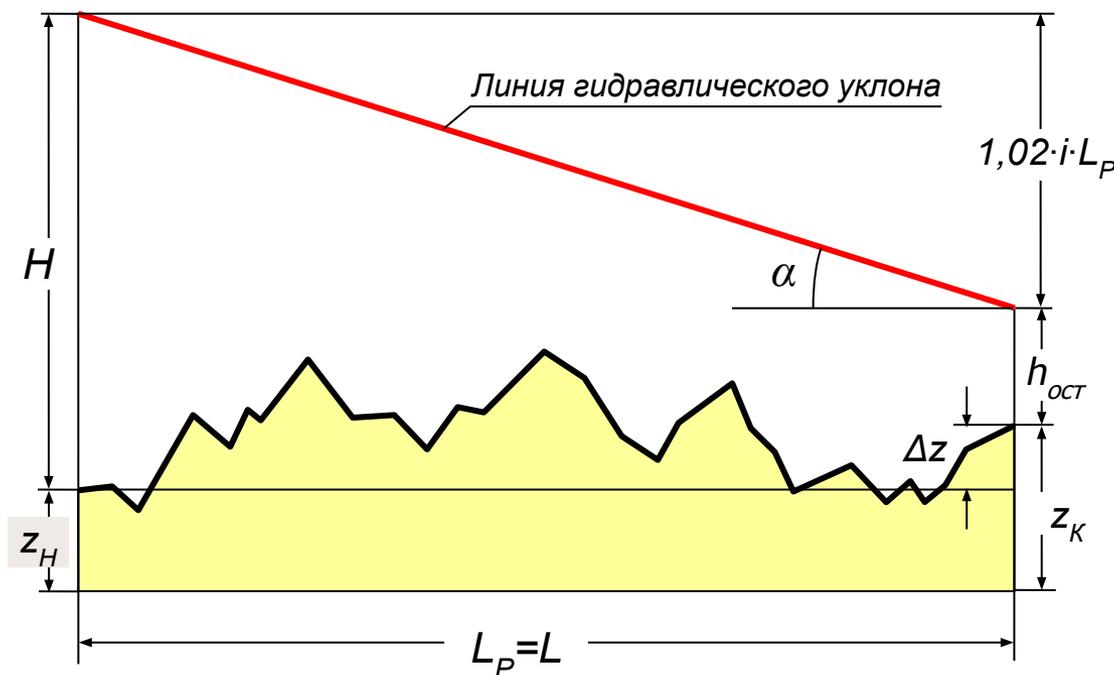
Гидравлический уклон

(трубопровод постоянного диаметра)

Гидравлическим уклоном называют потери напора на трение, отнесенные к единице длины трубопровода

$$i = \frac{h_{\tau}}{L_p} = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{D^{5-m}} = \operatorname{tg} \alpha \quad (3.16)$$

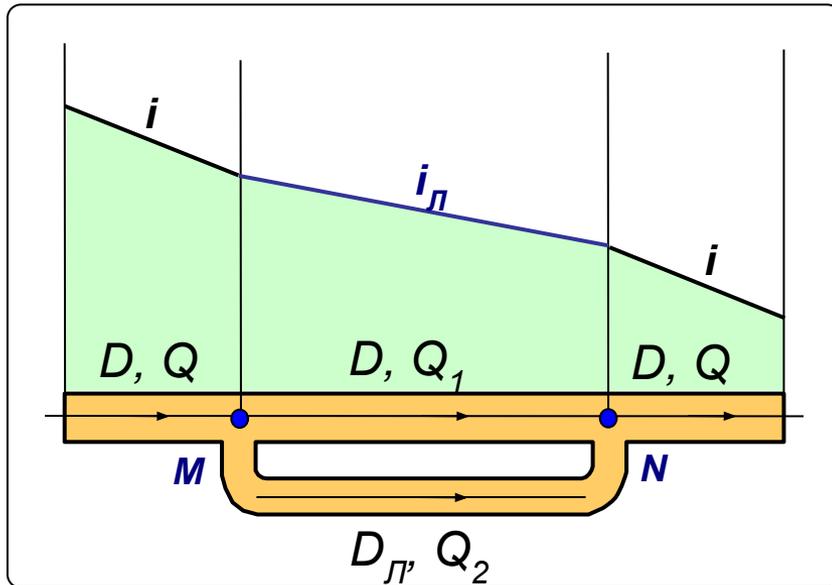
$$H = 1,02 \cdot i \cdot L_p + \Delta z + h_{\text{ост}} \quad (3.17)$$



Линия гидравлического уклона показывает распределение остаточного (пьезометрического) напора по длине трубопровода.

Гидравлический уклон (трубопровод с лупингом)

Лупинг (*loop* – петля) трубопровод, параллельный основной магистрали. На участке с лупингом величина гидравлического уклона всегда меньше, чем в основной магистрали ($i_{\text{л}} < i$).



$$\begin{cases} Q_1 + Q_2 = Q \\ h_{M-N}^{(1)} = h_{M-N}^{(2)} \end{cases} \quad (3.18)$$

Полагая, что режим течения в магистрали и на участке с лупингом одинаков ($\beta, m = \text{idem}$), получим соотношение гидравлических уклонов:

$$i_{\text{л}} = i \cdot \omega$$

(3.19)

$$\omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_{\text{л}}}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} \quad (3.20)$$

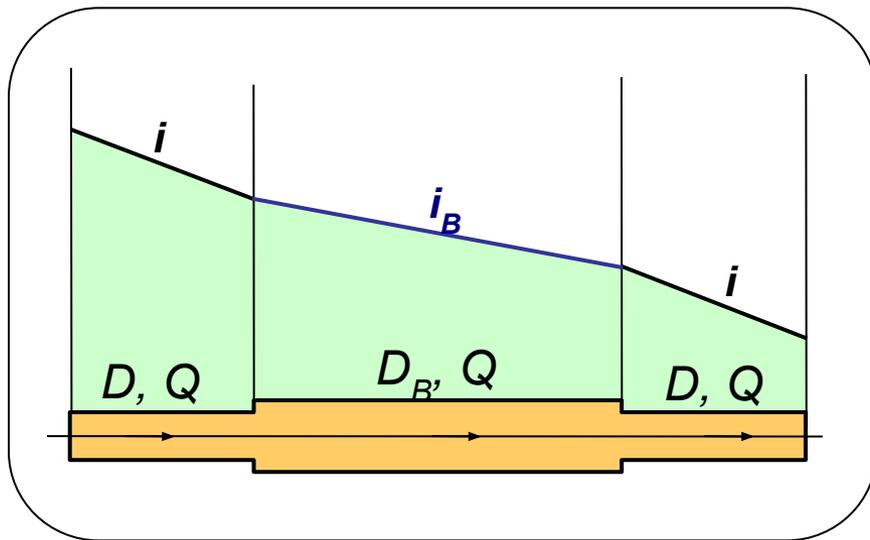
При $D_{\text{л}} = D$

$$\omega = \frac{1}{2^{2-\frac{m}{4}}}$$

Гидравлический уклон (трубопровод со вставкой)

Вставка – участок трубопровода другого диаметра, отличного от магистрали.

Так как $D_B \neq D$, то и $i_B \neq i$.

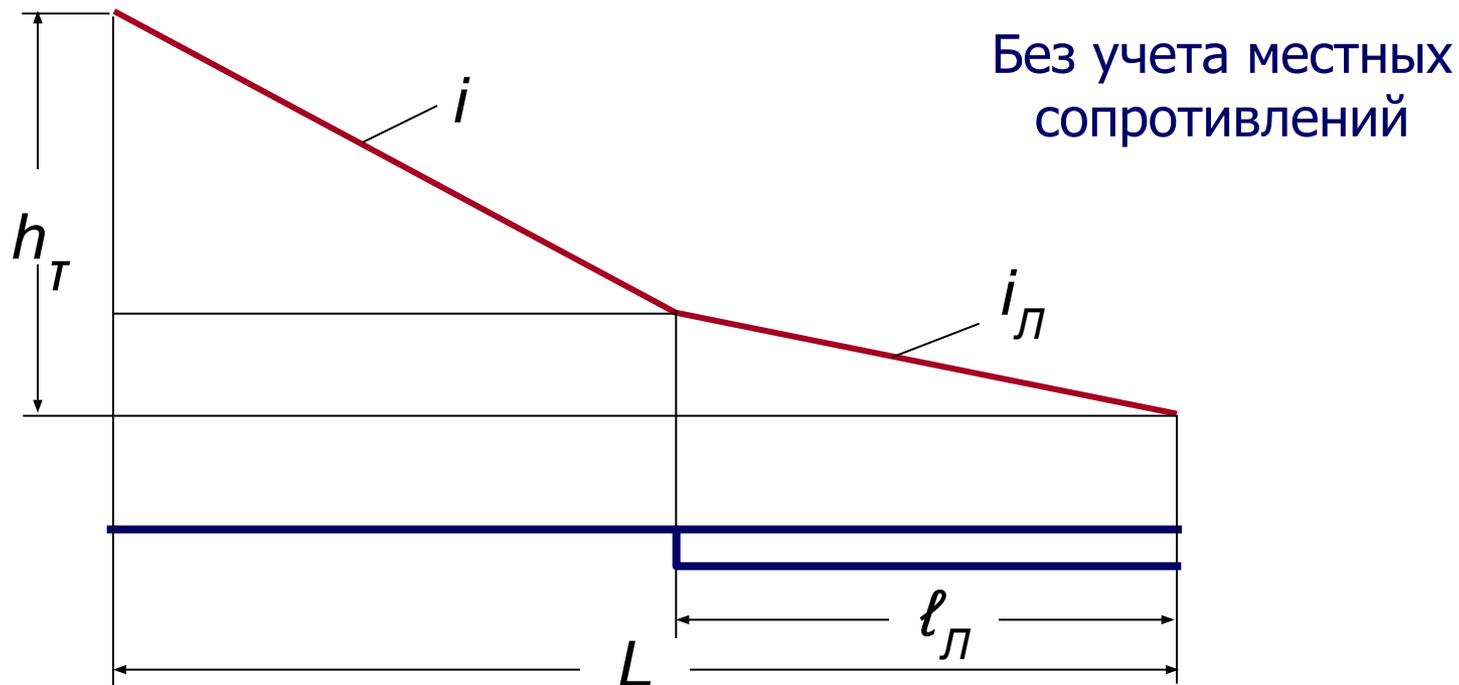


Полагая, что режим течения в магистрали и на участке со вставкой одинаков ($\beta, m = \text{idem}$), получим соотношение гидравлических уклонов:

$$i_B = i \cdot \Omega \quad (3.21)$$

$$\Omega = \left(\frac{D}{D_B} \right)^{5-m} \quad (3.22)$$

Потери напора в нефтепроводе с лупингом

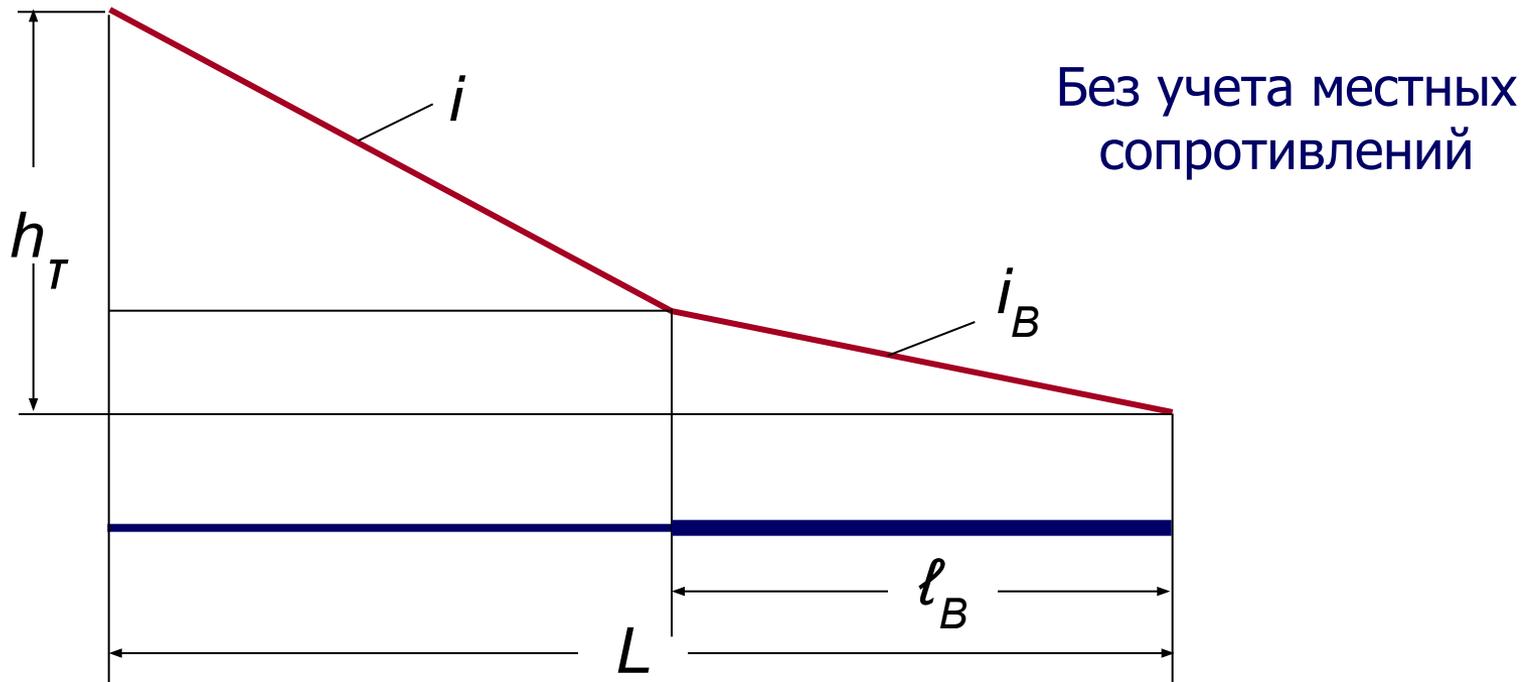


$$h_{\tau} = i \cdot (L - \ell_{\text{л}}) + i_{\text{л}} \cdot \ell_{\text{л}}$$

или

$$h_{\tau} = i \cdot [L - \ell_{\text{л}} \cdot (1 - \omega)] \quad (3.23)$$

Потери напора в нефтепроводе со вставкой



$$h_{\tau} = i \cdot (L - \ell_B) + i_B \cdot \ell_B \quad \text{или} \quad h_{\tau} = i \cdot [L - \ell_B \cdot (1 - \Omega)] \quad (3.24)$$

Применение вставки нежелательно, так как это затрудняет очистку и диагностику трубопровода.

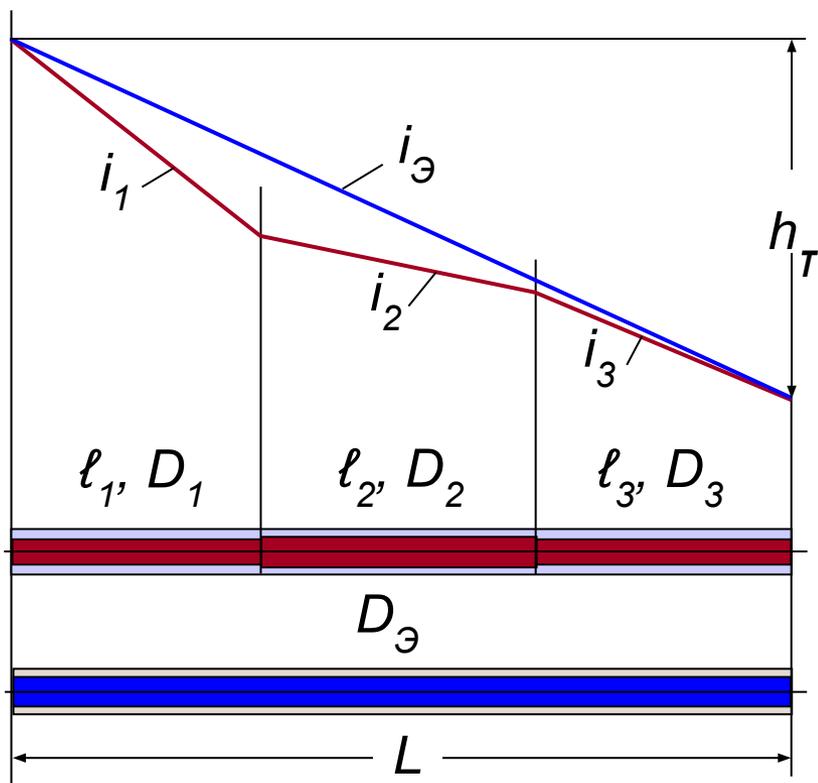
Лекция 5

Технологический расчет
магистрального нефтепровода
(продолжение)

Эквивалентный диаметр для трубопровода с участками различного диаметра

При использовании труб с участками различного внутреннего диаметра (толщиной стенки), можно воспользоваться расчетным эквивалентным диаметром трубопровода $D_{\text{э}}$.

При условии $m, \beta = \text{idem}$ и равенстве h_T можно записать



$$\begin{aligned} \cancel{\beta \cdot v^m \cdot Q^{2-m}} \cdot \frac{L}{D_{\text{э}}^{5-m}} &= \\ &= \cancel{\beta \cdot v^m \cdot Q^{2-m}} \cdot \sum_{i=1}^{n_y} \frac{l_i}{D_i^{5-m}} \end{aligned} \quad (3.25)$$

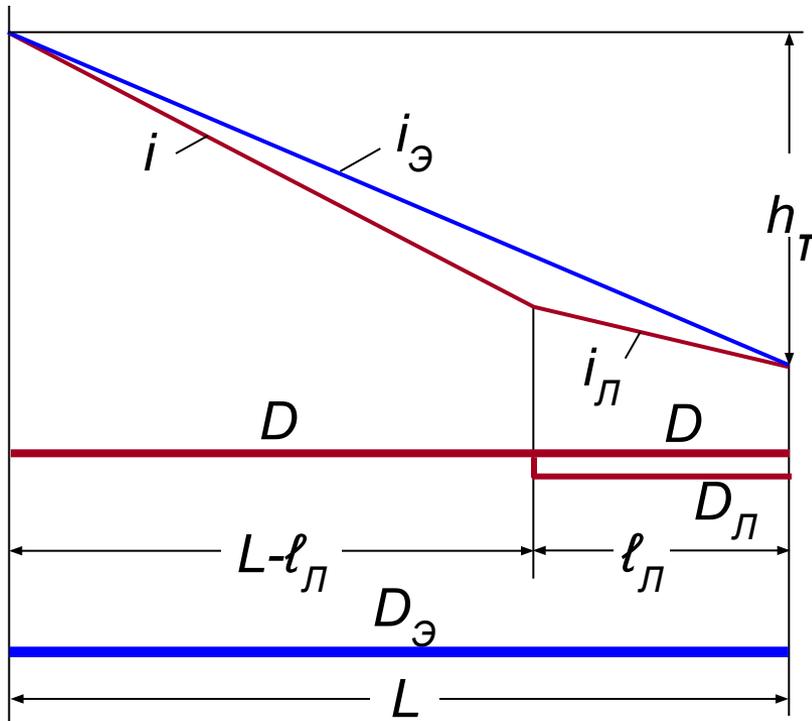
откуда

$$D_{\text{э}} = \left(\frac{L}{\sum_{i=1}^{n_y} \frac{l_i}{D_i^{5-m}}} \right)^{\frac{1}{5-m}} \quad (3.26)$$

Эквивалентный диаметр для трубопровода с лупингом

При условии $m, \beta = idem$ и равенстве h_T можно записать

$$\beta \cdot v^m \cdot Q^{2-m} \cdot \frac{L}{D_{\text{э}}^{5-m}} = \beta \cdot v^m \cdot Q^{2-m} \cdot \left(\frac{L - \varnothing_{\text{л}}}{D^{5-m}} + \frac{\varnothing_{\text{л}}}{D_{\text{э.л}}^{5-m}} \right) \quad (3.27)$$

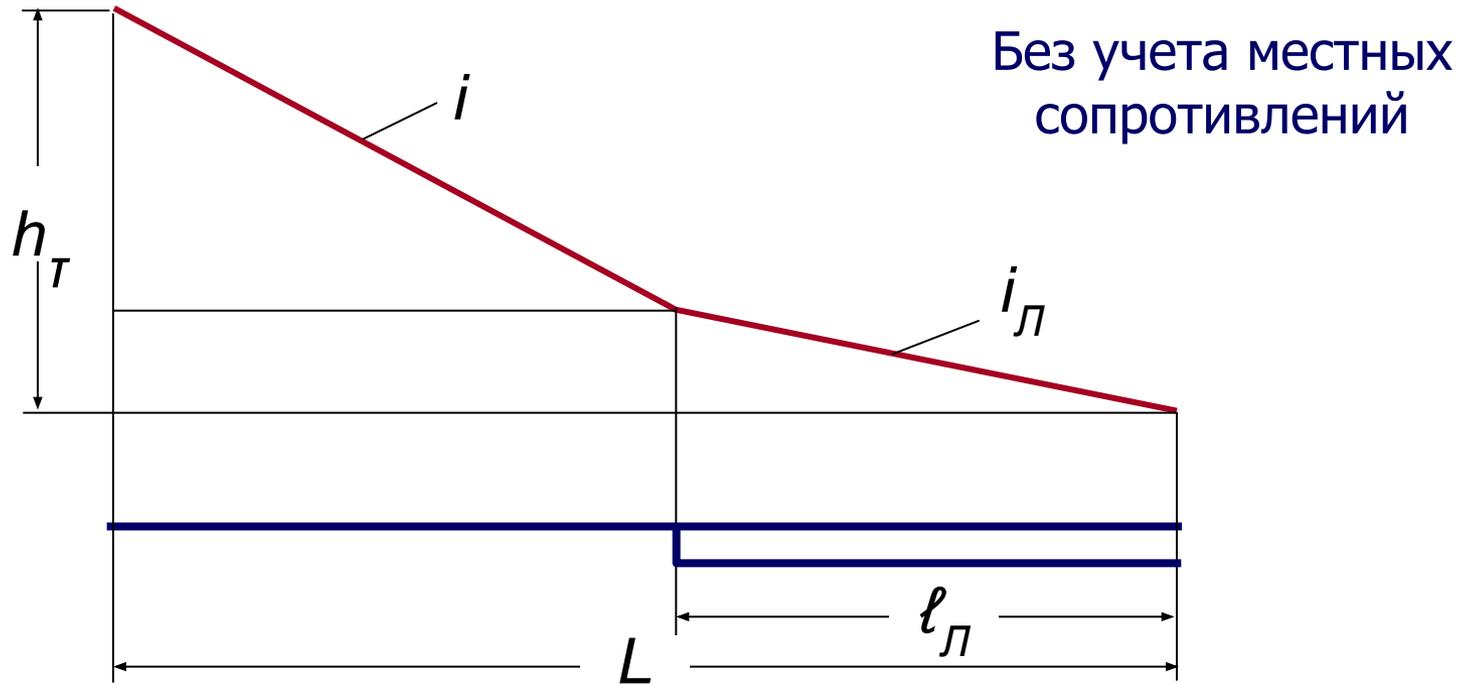


$$D_{\text{э.л}} = \left(\frac{D^{5-m}}{\omega} \right)^{\frac{1}{5-m}} \quad (3.28)$$

откуда

$$D_{\text{э}} = \left(\frac{L}{\frac{L - \varnothing_{\text{л}}}{D^{5-m}} + \frac{\varnothing_{\text{л}}}{D_{\text{э.л}}^{5-m}}} \right)^{\frac{1}{5-m}} \quad (3.29)$$

Потери напора в нефтепроводе с лупингом

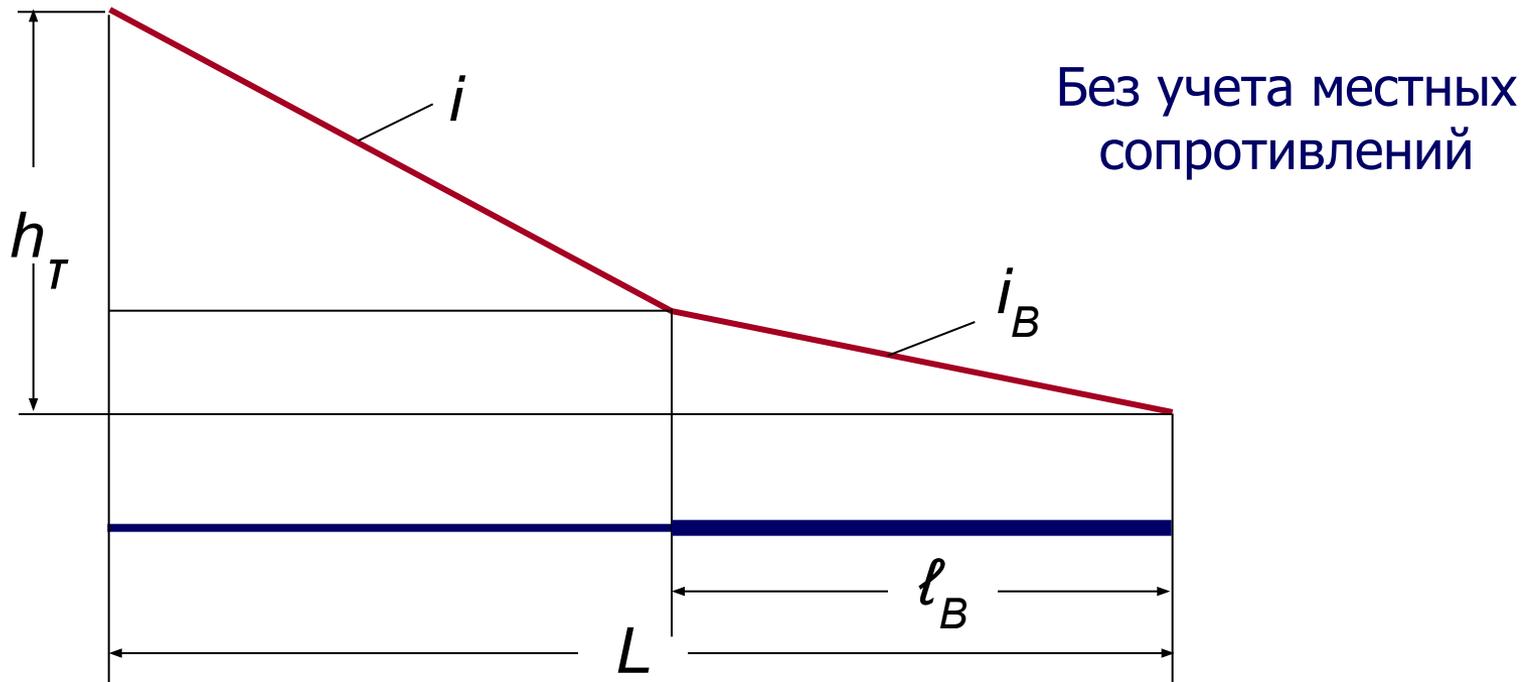


$$h_{\tau} = i \cdot (L - \ell_{\text{л}}) + i_{\text{л}} \cdot \ell_{\text{л}}$$

или

$$h_{\tau} = i \cdot [L - \ell_{\text{л}} \cdot (1 - \omega)] \quad (3.23)$$

Потери напора в нефтепроводе со вставкой



$$h_{\tau} = i \cdot (L - \ell_B) + i_B \cdot \ell_B \quad \text{или} \quad h_{\tau} = i \cdot [L - \ell_B \cdot (1 - \Omega)] \quad (3.24)$$

Применение вставки нежелательно, так как это затрудняет очистку и диагностику трубопровода.

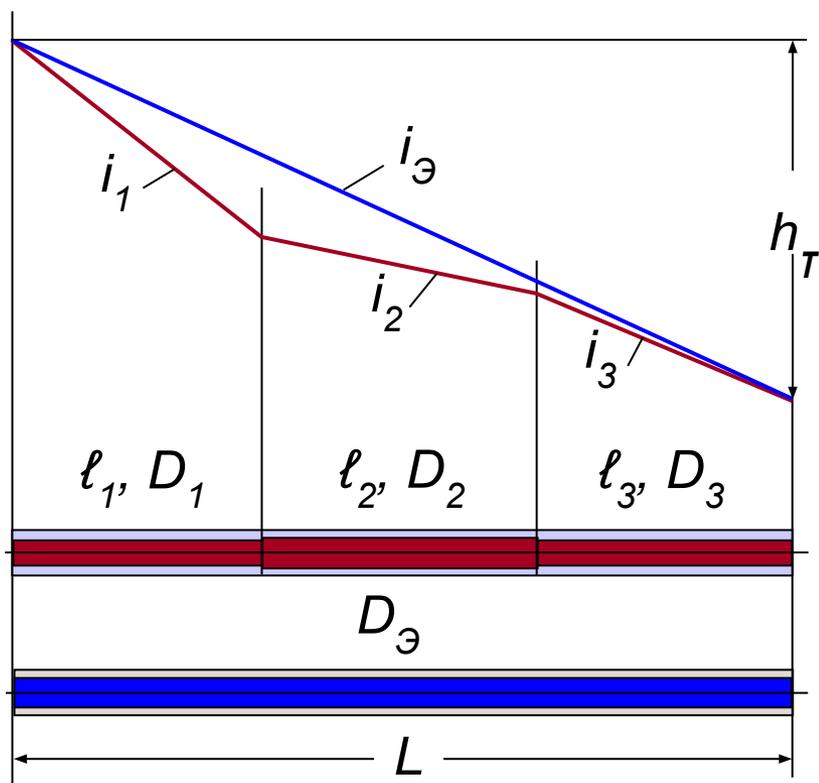
Лекция 4

Технологический расчет
магистрального нефтепровода
(продолжение)

Эквивалентный диаметр для трубопровода с участками различного диаметра

При использовании труб с участками различного внутреннего диаметра (толщиной стенки), можно воспользоваться расчетным эквивалентным диаметром трубопровода $D_{\text{э}}$.

При условии $m, \beta = \text{idem}$ и равенстве h_T можно записать



$$\begin{aligned} & \cancel{\beta \cdot v^m \cdot Q^{2-m}} \cdot \frac{L}{D_{\text{э}}^{5-m}} = \\ & \cancel{\beta \cdot v^m \cdot Q^{2-m}} \cdot \sum_{i=1}^{n_y} \frac{\boxtimes_i}{D_i^{5-m}} \end{aligned} \quad (4.1)$$

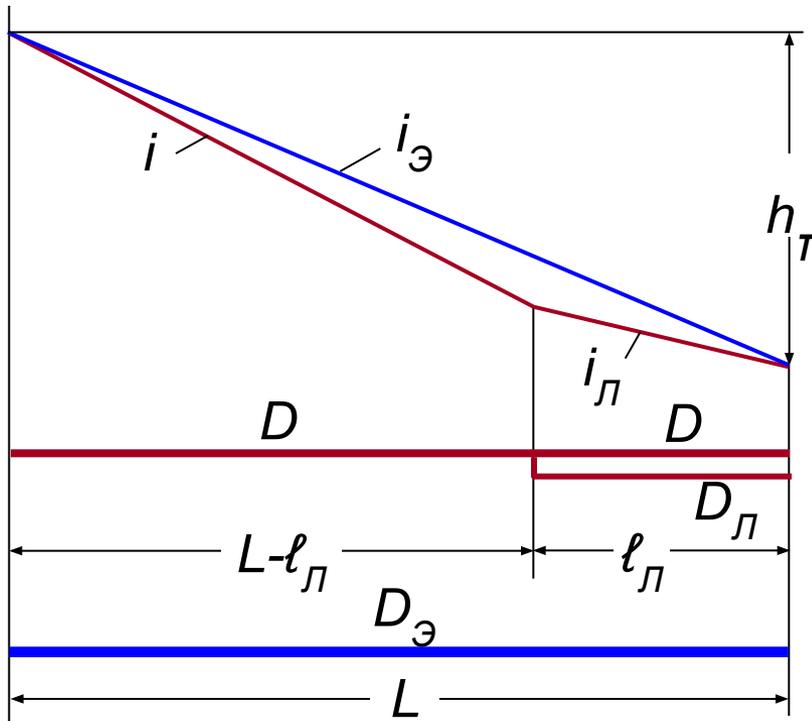
откуда

$$D_{\text{э}} = \left(\frac{L}{\sum_{i=1}^{n_y} \frac{\boxtimes_i}{D_i^{5-m}}} \right)^{\frac{1}{5-m}} \quad (4.2)$$

Эквивалентный диаметр для трубопровода с лупингом

При условии $m, \beta = idem$ и равенстве h_T можно записать

$$\beta \cdot v^m \cdot Q^{2-m} \cdot \frac{L}{D_{\text{э}}^{5-m}} = \beta \cdot v^m \cdot Q^{2-m} \cdot \left(\frac{L - \varnothing_{\text{л}}}{D^{5-m}} + \frac{\varnothing_{\text{л}}}{D_{\text{э.л}}^{5-m}} \right) \quad (4.3)$$



$$D_{\text{э.л}} = \left(\frac{D^{5-m}}{\omega} \right)^{\frac{1}{5-m}} \quad (4.4)$$

откуда

$$D_{\text{э}} = D \cdot \left[\frac{L}{L - \varnothing_{\text{л}}(1 - \omega)} \right]^{\frac{1}{5-m}} \quad (4.5)$$

Перевальная точка и расчетная длина нефтепровода

Перевальной точкой называется такая возвышенность на трассе нефтепровода, от которой нефть приходит к конечному пункту нефтепровода **самотеком**.

Таких вершин в общем случае может быть несколько.

Расстояние от начала нефтепровода до ближайшей из них называется **расчетной длиной нефтепровода**.

Прежде чем приступить к расстановке нефтеперекачивающих станций по трассе нефтепровода, необходимо исследовать трассу на наличие **перевальной точки**.

Построение линии гидравлического уклона

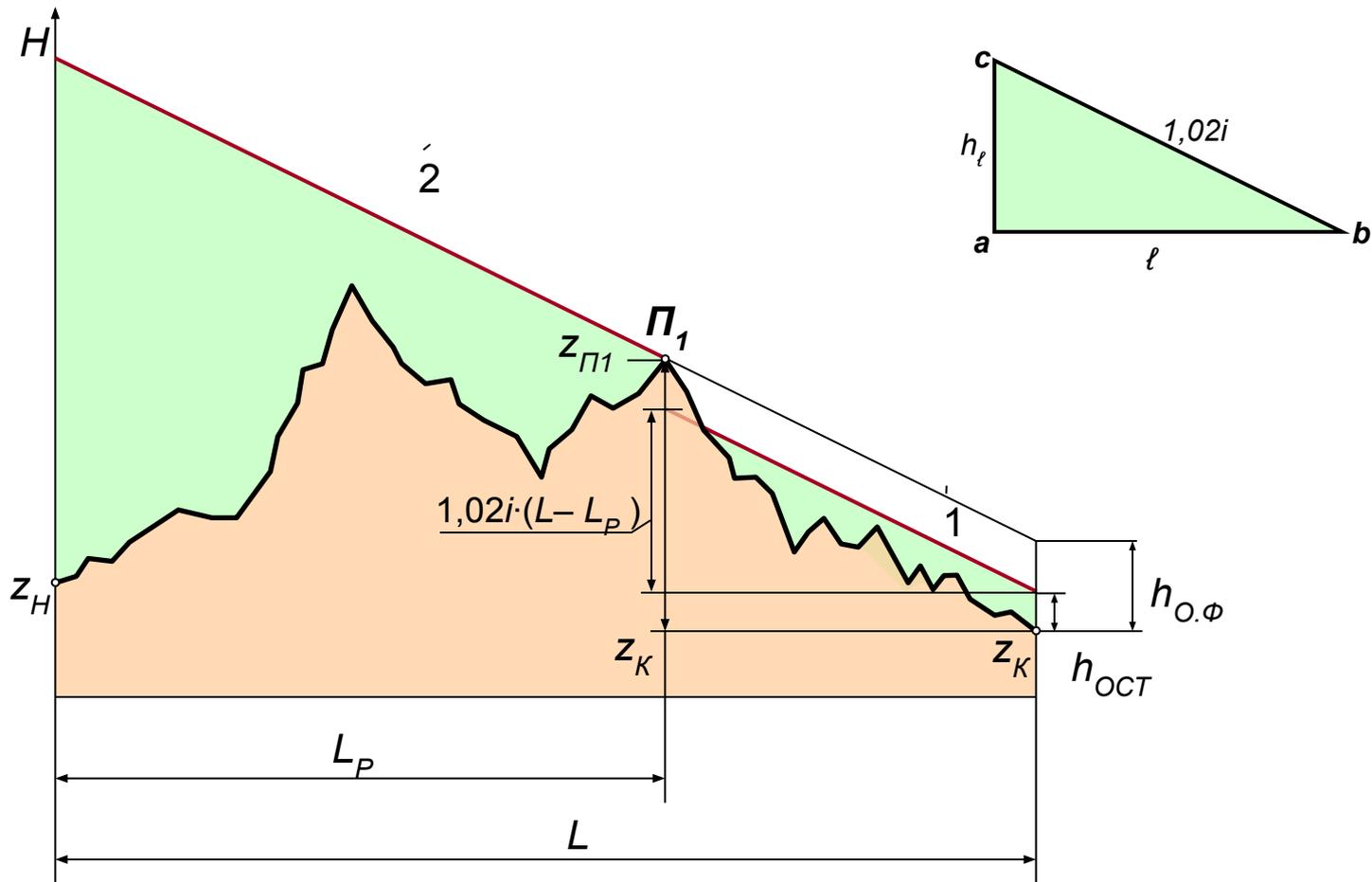
- В горизонтальном масштабе откладывается отрезок **ab**, соответствующий участку нефтепровода длиной l ;
- Определяется значение потерь напора на трение (с учетом надбавки на местные сопротивления) для участка длиной l .

$$h_{\text{тр}} = 1,02 \cdot \lambda \cdot \frac{w^2}{D} = 1,02 \cdot \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q^{2-m}}{D^{5-m}} = 1,02 \cdot i \cdot l$$

(4.6)

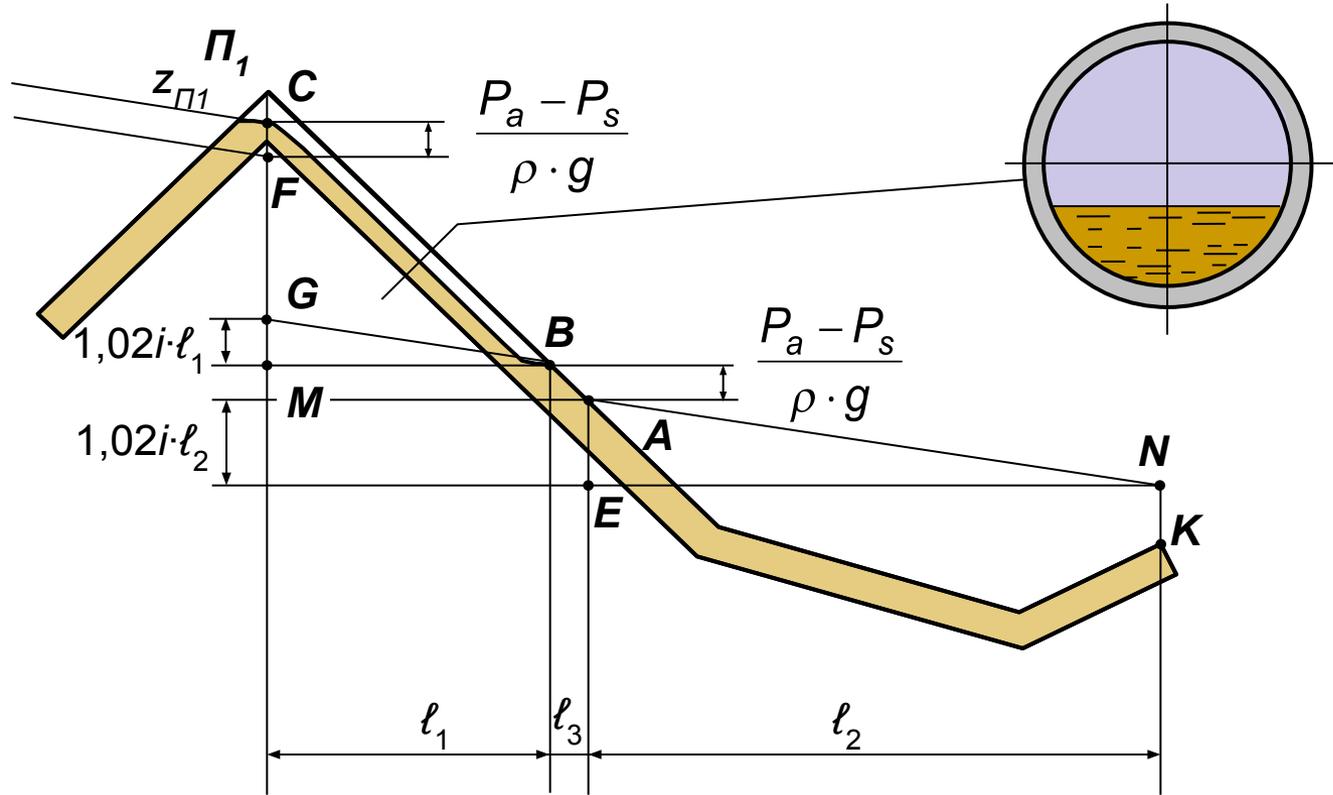
- Из точки **a** перпендикулярно вверх откладываем отрезок **ac**, равный величине h_l в масштабе высот.
- Отрезок **bc** (гипотенуза Δabc) показывает положение линии гидравлического уклона в выбранных масштабах длин и высот.

Графическое определение перевальной точки и расчетной длины нефтепровода



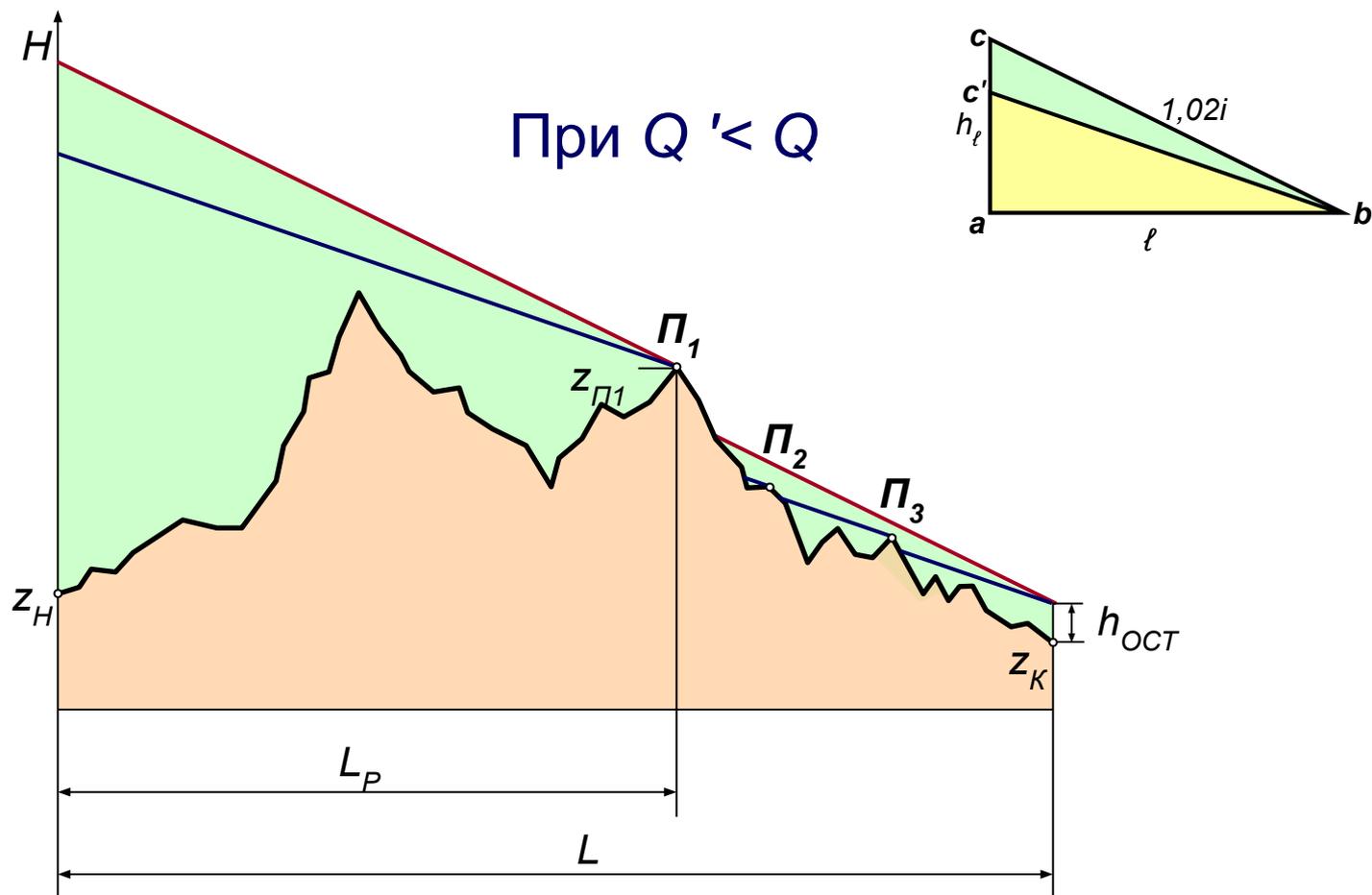
Условие самотечного движения: $(z_{П1} - z_K - h_{ОСТ}) > 1,02 \cdot i \cdot (L - L_P)$

Течение жидкости за перевальной точкой



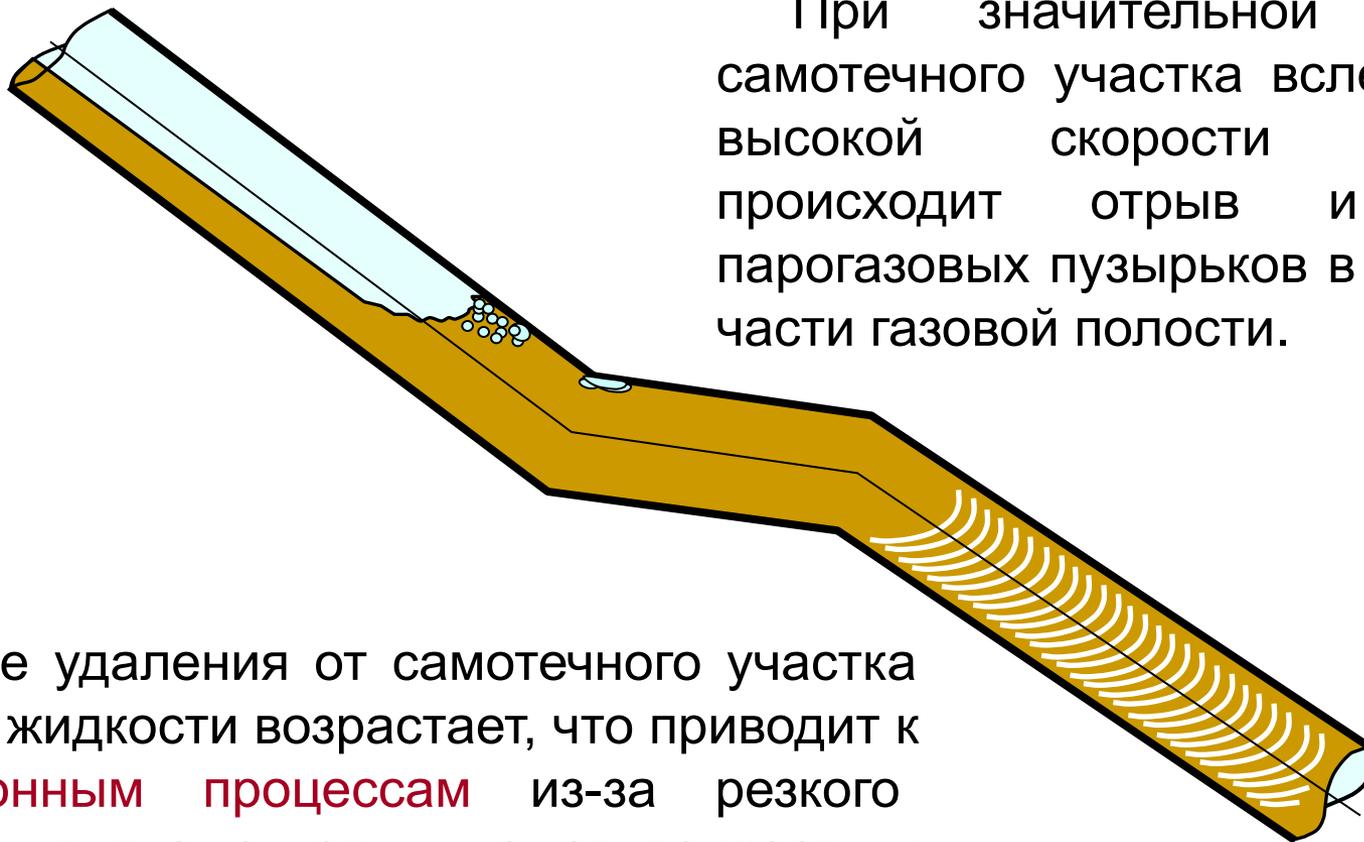
За перевальной точкой нефть течет неполным сечением. Пространство над свободной поверхностью заполнено парами и растворенными газами. Давление в газовой полости равно давлению насыщенных паров P_s (т. е. меньше атмосферного P_a). 89

Появление перевальных точек при изменении режима перекачки нефти



Возникновение вибрации на нисходящем участке за перевальной точкой

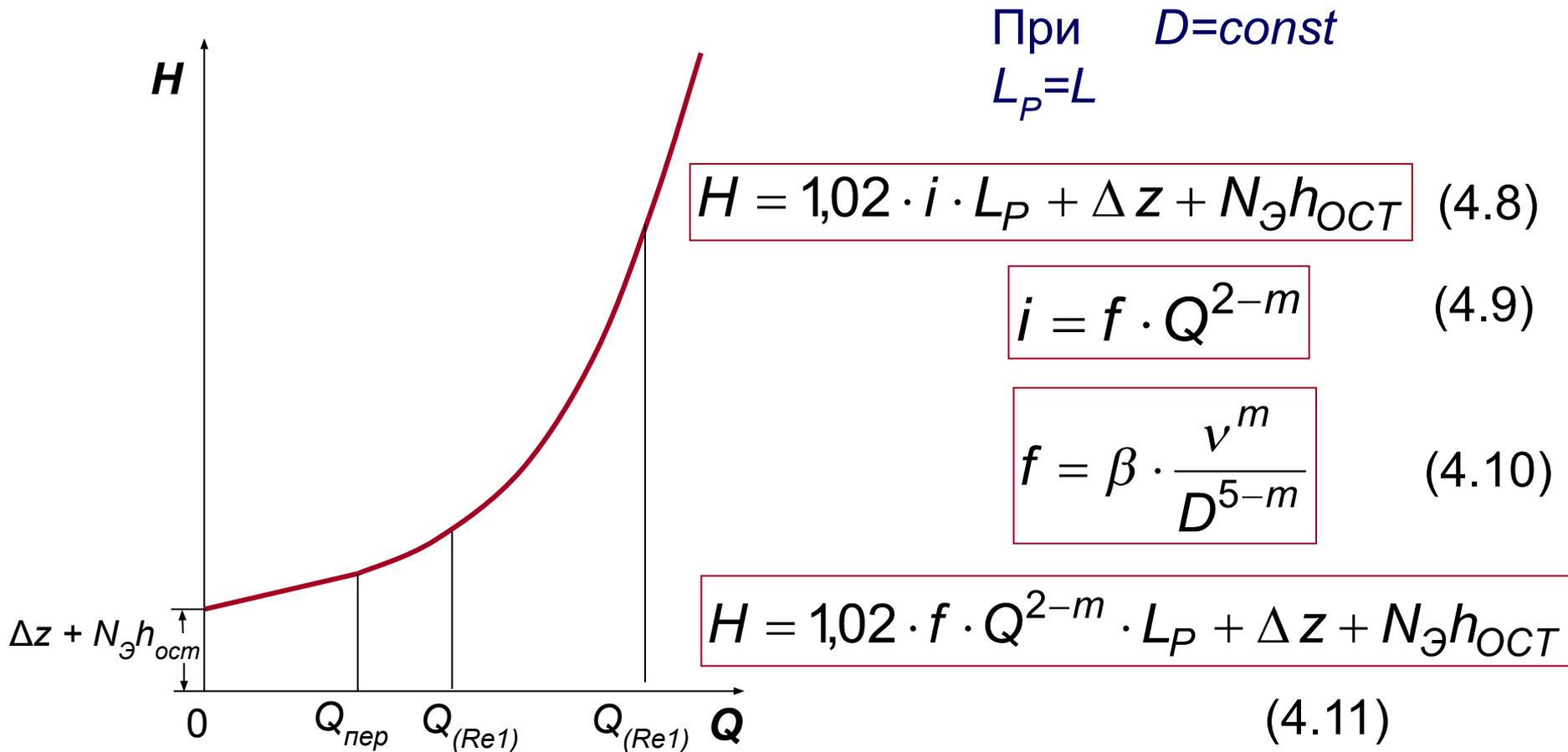
При значительной длине самотечного участка вследствие высокой скорости потока происходит отрыв и унос парогазовых пузырьков в нижней части газовой полости.



По мере удаления от самотечного участка давление жидкости возрастает, что приводит к **кавитационным процессам** из-за резкого схлопывания пузырьков и может привести к значительной вибрации трубопровода. Это в свою очередь способствует накоплению усталостных напряжений в стенке трубы.

Характеристика нефтепровода

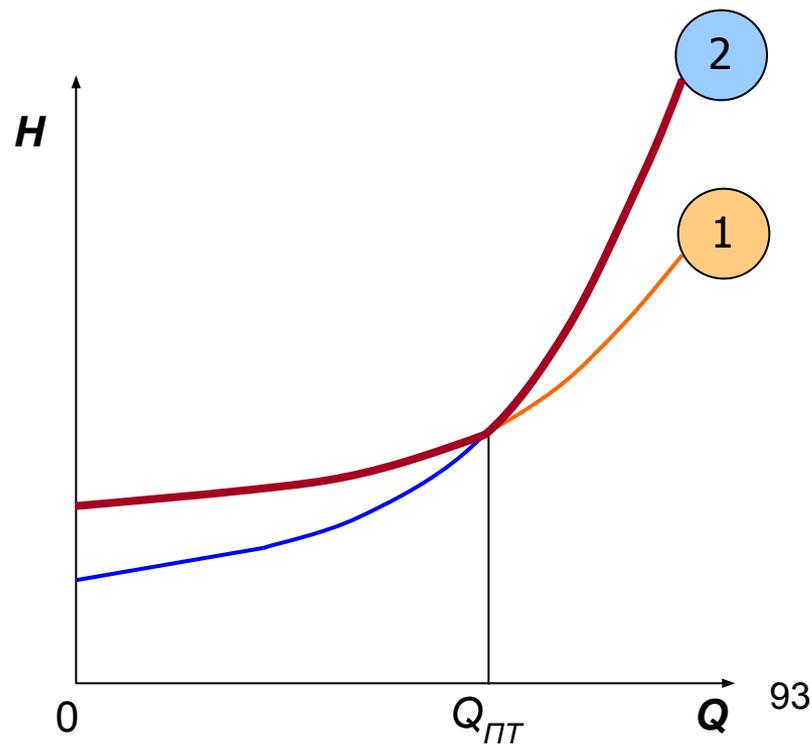
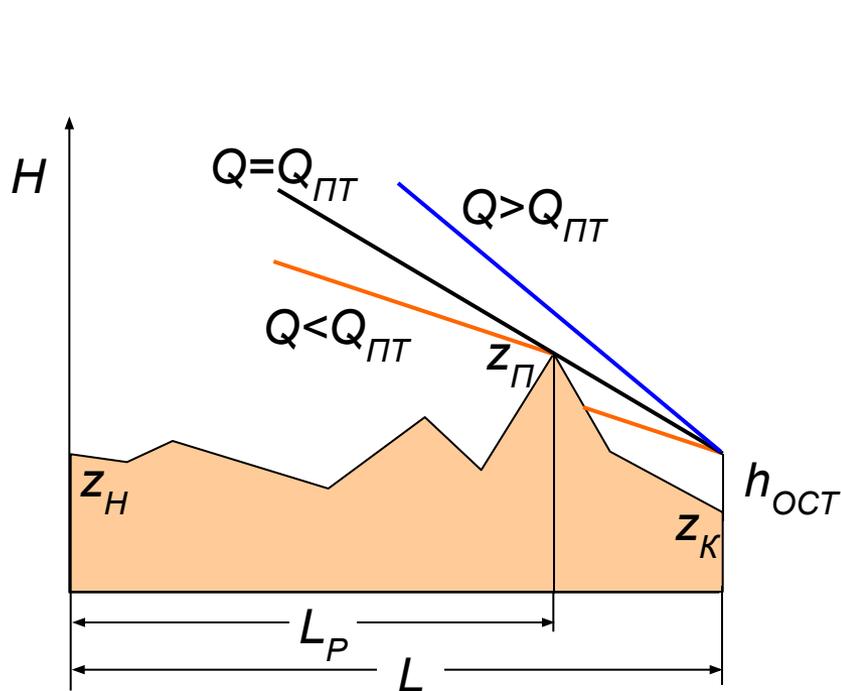
Характеристикой нефтепровода называется зависимость напора, необходимого для ведения перекачки, от расхода.



При наличии перевальной точки характеристика нефтепровода описывается несколькими уравнениями

При $Q \leq Q_{пт}$ ① $H = 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \cdot L_P + (z_{п} - z_H) - \frac{P_a - P_s}{\rho \cdot g}$ (4.12)

При $Q > Q_{пт}$ ② $H = 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \cdot L + (z_K - z_H) + N_{\text{Э}} h_{\text{ост}}$ (4.13)



Расчетные значения расходов ($\text{м}^3/\text{ч}$),
соответствующие переходным числам Re

Re	D=200 мм ($Q_{\text{пр}}=140 \text{ м}^3/\text{ч}$)		D=1200 мм ($Q_{\text{пр}}=10000 \text{ м}^3/\text{ч}$)	
	$v=1 \text{ сСт}$	$v=50 \text{ сСт}$	$v=1 \text{ сСт}$	$v=50 \text{ сСт}$
$Re_{\text{кр}}$	1,3	65,6	7,9	393,6
Re_1	5,7	283	203,6	10179
Re_2	283	14317	10179	509000

Уравнение баланса напоров

Уравнение баланса напоров (УБН) – представление закона сохранения энергии в трубопроводном транспорте нефти.

Для нефтепровода постоянного диаметра D , оборудованного однотипными насосными агрегатами (h_{Γ} , h_M), УБН имеет вид

$$N_{\text{Э}} \cdot h_{\Gamma} + n \cdot m_M \cdot h_M = 1,02 \cdot i \cdot L_P + \Delta z + N_{\text{Э}} \cdot h_{\text{ОСТ}} \quad (4.14)$$

Напор, создаваемый работающими подпорными и магистральными насосами

Полные потери напора в трубопроводе

$N_{\text{Э}}$ – число эксплуатационных участков;

n – число нефтеперекачивающих станций.

Представим в виде:

$$h_{\Pi} = a_{\Pi} - b_{\Pi} \cdot \left(\frac{Q}{m_{\Pi}} \right)^{2-m} \quad \text{— напор подпорного насоса} \quad (4.15)$$

(m_{Π} — число ПН, работающих параллельно)

$$h_M = a_M - b_M \cdot Q^{2-m} \quad \text{— напор магистрального насоса} \quad (4.16)$$

$$f = \beta \cdot \frac{v^m}{D^{5-m}} \quad \text{— гидравлический уклон при} \quad (4.17)$$

единичном расходе

$$i = f \cdot Q^{2-m} \quad \text{— гидравлический уклон} \quad (4.18)$$

Тогда уравнение баланса напоров примет вид:

$$N_{\text{Э}} \cdot \left(a_{\Pi} - \frac{b_{\Pi}}{m_{\Pi}^{2-m}} \cdot Q^{2-m} \right) + n \cdot m_M \cdot \left(a_M - b_M \cdot Q^{2-m} \right) =$$
$$= 1,02 \cdot f \cdot L_p \cdot Q^{2-m} + \Delta z + N_{\text{Э}} \cdot h_{\text{ОСТ}} \quad (4.19)$$

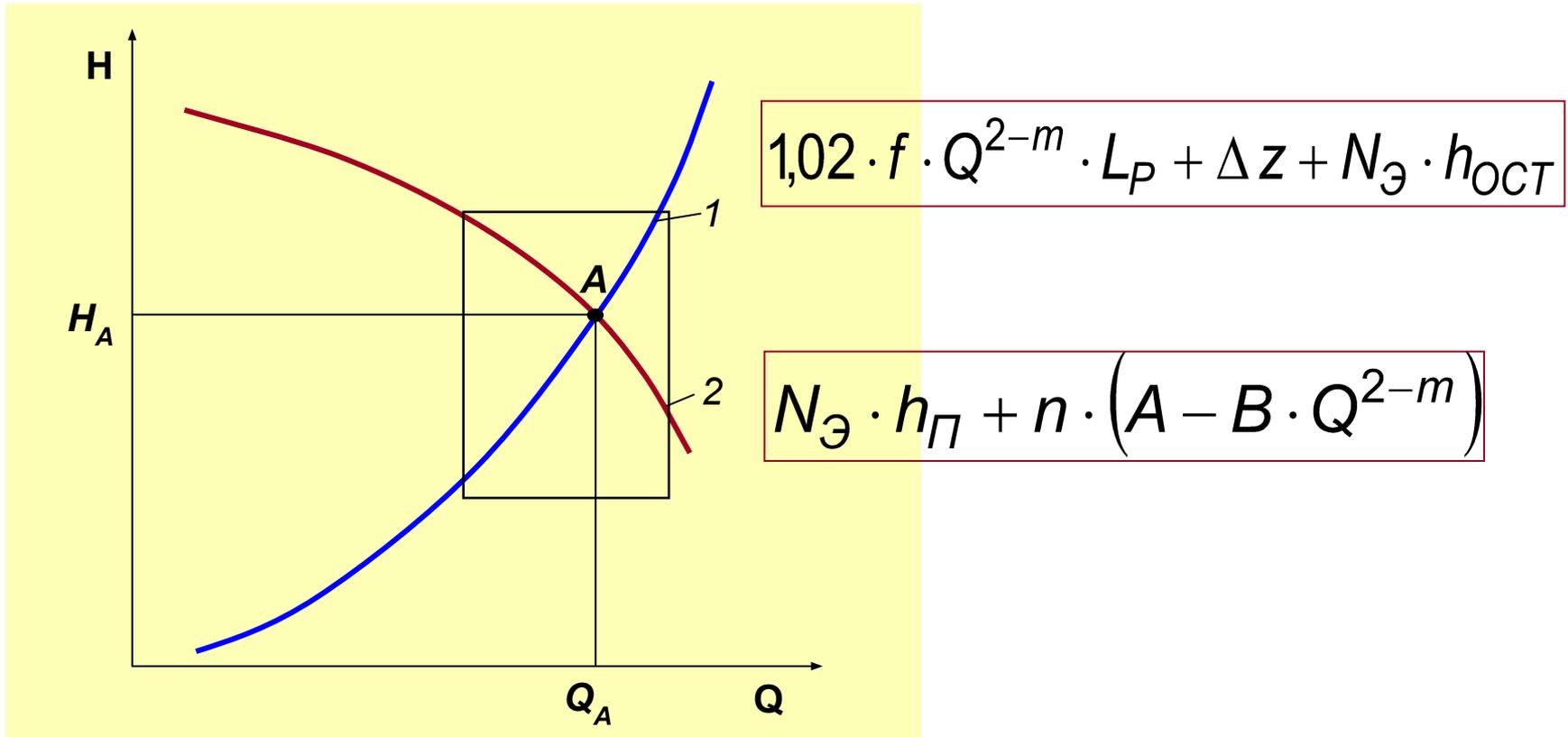
Решение относительно расхода

$$Q = \left[\frac{N_{\text{Э}} \cdot (a_{\text{П}} - h_{\text{ОСТ}}) + n \cdot m_M \cdot a_M - \Delta z}{1,02 \cdot f \cdot L_P + N_{\text{Э}} \cdot \frac{b_{\text{П}}}{m_{\text{П}}^{2-m}} + n \cdot m_M \cdot b_M} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (4.20)$$

Если допустить, что $h_{\text{П}} \approx \text{idem}$, $A = m_M \cdot a_M$ и $B = m_M \cdot b_M$, тогда

$$Q = \left[\frac{N_{\text{Э}} \cdot (h_{\text{П}} - h_{\text{ОСТ}}) + n \cdot A - \Delta z}{1,02 \cdot f \cdot L_P + n \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (4.21)$$

Графическое представление уравнения баланса напоров



Совмещенная характеристика трубопровода и нефтеперекачивающих станций.

Лекция 6

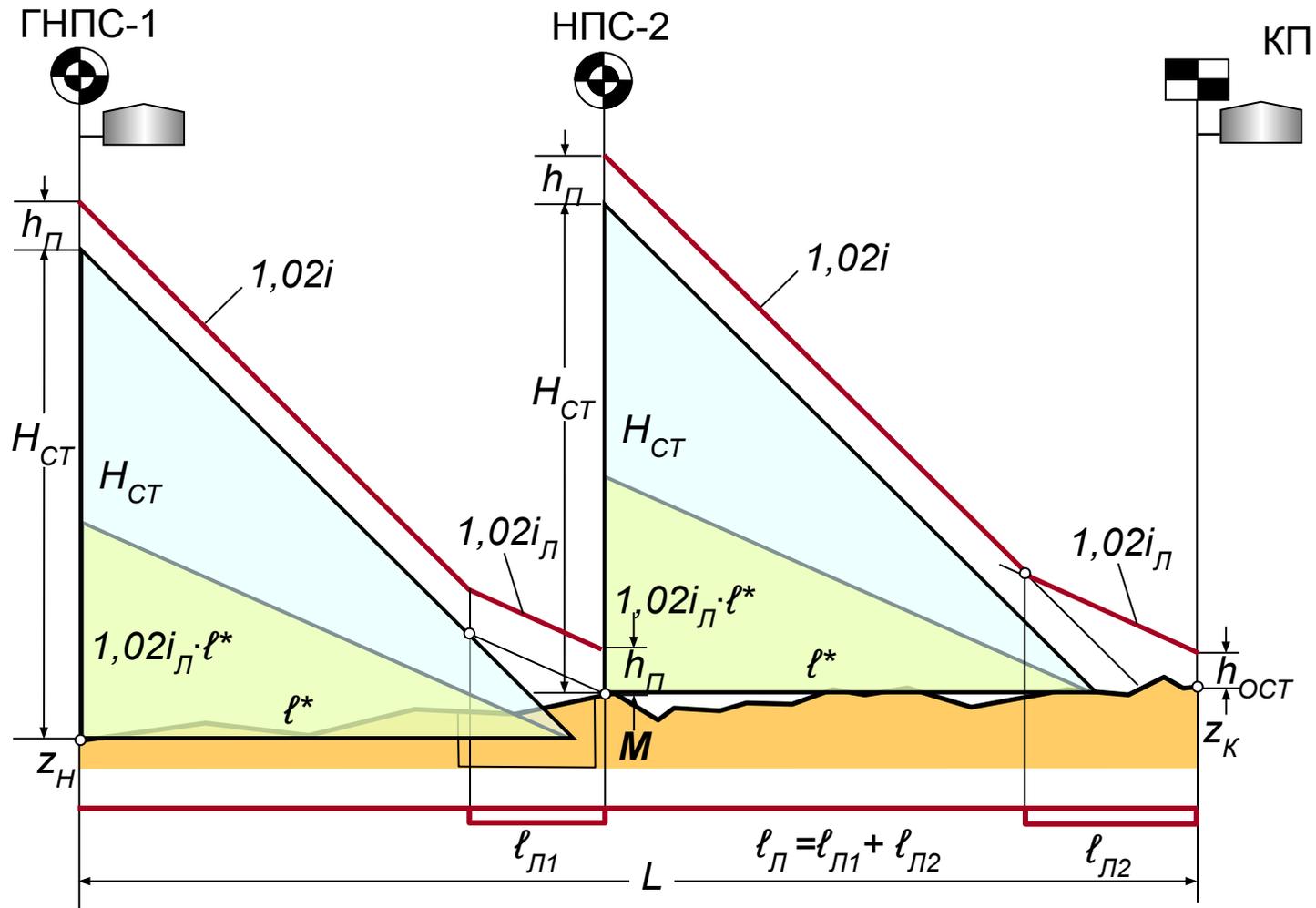
Технологический расчет
магистрального нефтепровода
(продолжение)

Трубопровод с лупингом длиной $\ell_{\text{л}}$ ($L_{\text{р}}=L$; $N_{\text{э}}=1$; $n=2$)

$$\Delta_{\text{л}} = \frac{(n_o - n) \cdot H_{\text{СТ}}}{1,02 \cdot i \cdot (1 - \omega)}$$

$$i_{\text{л}} = i \cdot \omega$$

$$\Delta^* = \frac{H_{\text{СТ}}}{1,02 \cdot i}$$



Расчет коротких трубопроводов

При незначительной протяженности трубопровода требуется принять решение о строительстве одной ($n=1$) либо двух ($n=2$) НПС.

Такие трубопроводы называются **короткими** и их расчет сводится к выбору наиболее выгодного варианта диаметра $j=1;2$.

Для заданной пропускной способности трубопровода Q :

- подбираются подпорный и магистральный насосы;
- определяются напоры насосов $h_{\text{п}}$ и $h_{\text{м}}$;
- рассчитывается напор НПС $H_{\text{СТ}} = m_{\text{м}} \cdot h_{\text{м}}$.

Из начальной точки профиля трассы в выбранном масштабе высот откладываются $h_{\text{п}}$ и $j \cdot H_{\text{СТ}}$, а из конечной точки – $h_{\text{ост}}$. Полученные точки соединяются линиями гидравлических уклонов.

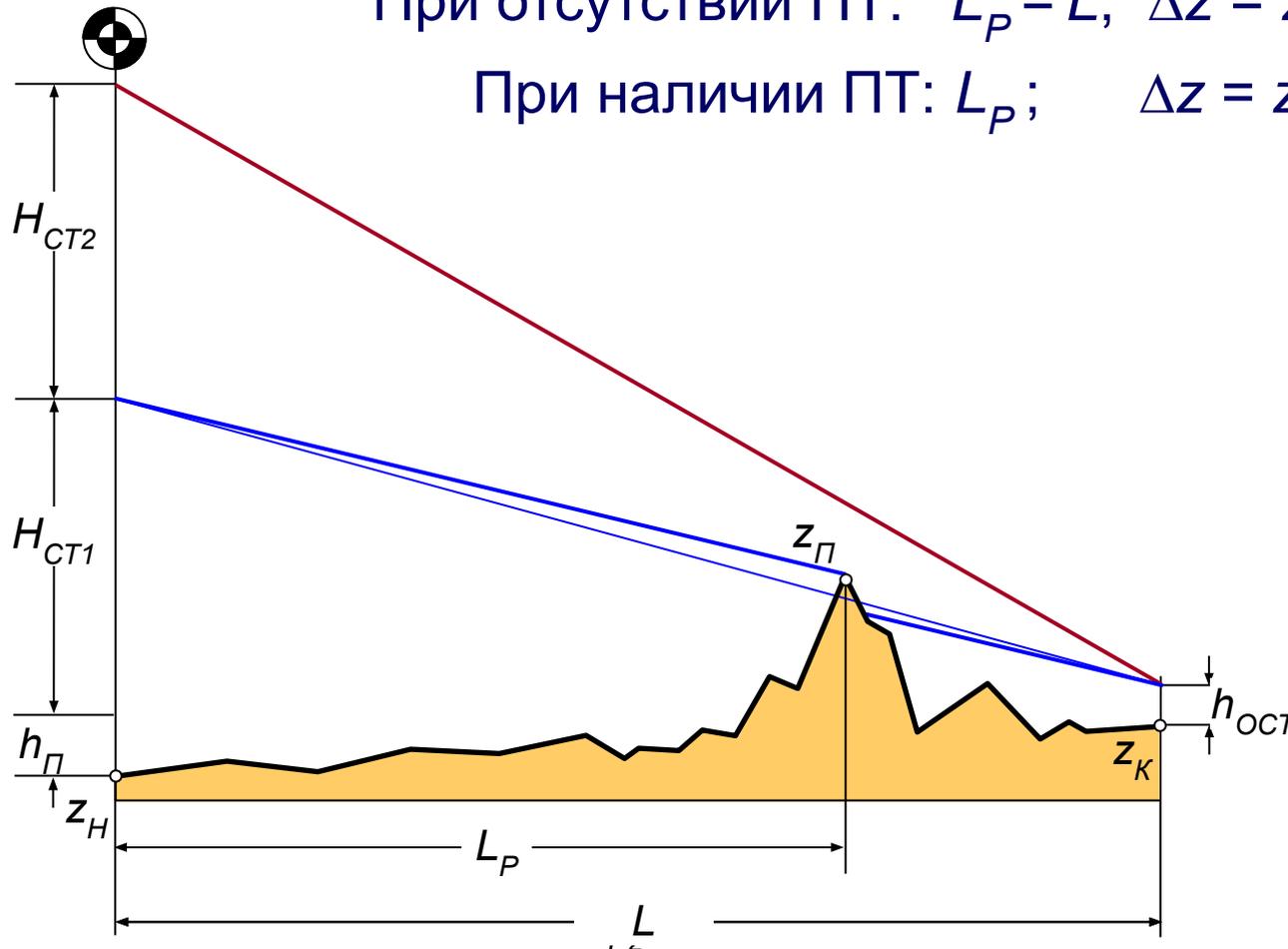
Профиль трассы короткого трубопровода

Рассмотрим на примере: $j=1$ при $n=1$; $j=2$ при $n=2$

Напоры НПС одинаковы: $H_{CT1} = H_{CT2}$

При отсутствии ПТ: $L_P = L$; $\Delta z = z_K - z_H$; h_{OCT}

При наличии ПТ: L_P ; $\Delta z = z_{П} - z_H$; $h_{OCT} = 0$



Расчет диаметра короткого трубопровода

Запишем уравнение баланса напоров короткого трубопровода

$$h_{\Pi} + j \cdot H_{СТ} = 1,02 \cdot \beta \frac{v^m \cdot Q^{2-m}}{D_j^{5-m}} L_{Pj} + \Delta z_j + h_{ОСТj}. \quad (6.1)$$

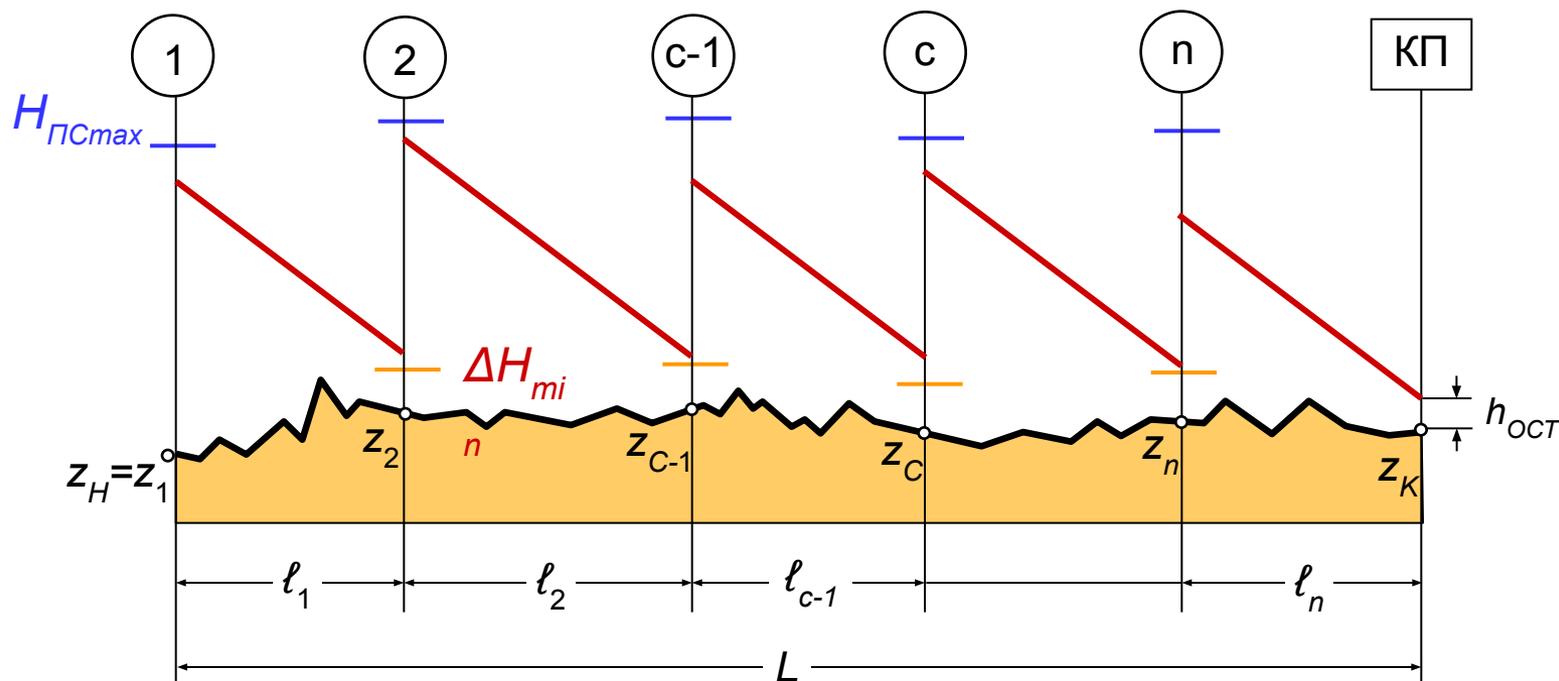
Для каждого j -го варианта определяется внутренний диаметр трубопровода

$$D_j = \left(\frac{1,02 \cdot \beta \cdot v^m \cdot Q^{2-m} \cdot L_{Pj}}{h_{\Pi} + j \cdot H_{СТ} - \Delta z_j - h_{ОСТj}} \right)^{\frac{1}{5-m}}. \quad (6.2)$$

Найденные значения D_j округляются в большую сторону до ближайших стандартных, после чего выполняется сопоставительный экономический расчет по каждому варианту.

Расчет нефтепровода при заданном положении нефтеперекачивающих станций

При заданном расположении НПС решается **обратная задача** – проверка условий по допустимым подпорам (ΔH) и напорам ($H_{ПС}$) для каждой НПС в пределах одного эксплуатационного участка.



Запишем уравнение баланса напоров для рассматриваемого эксплуатационного участка трубопровода

$$h_{\Pi} + \sum_{i=1}^n H_{CTi} = 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \cdot \sum_{i=1}^n \boxtimes_i + \Delta z + h_{OCT}, \quad (6.3)$$

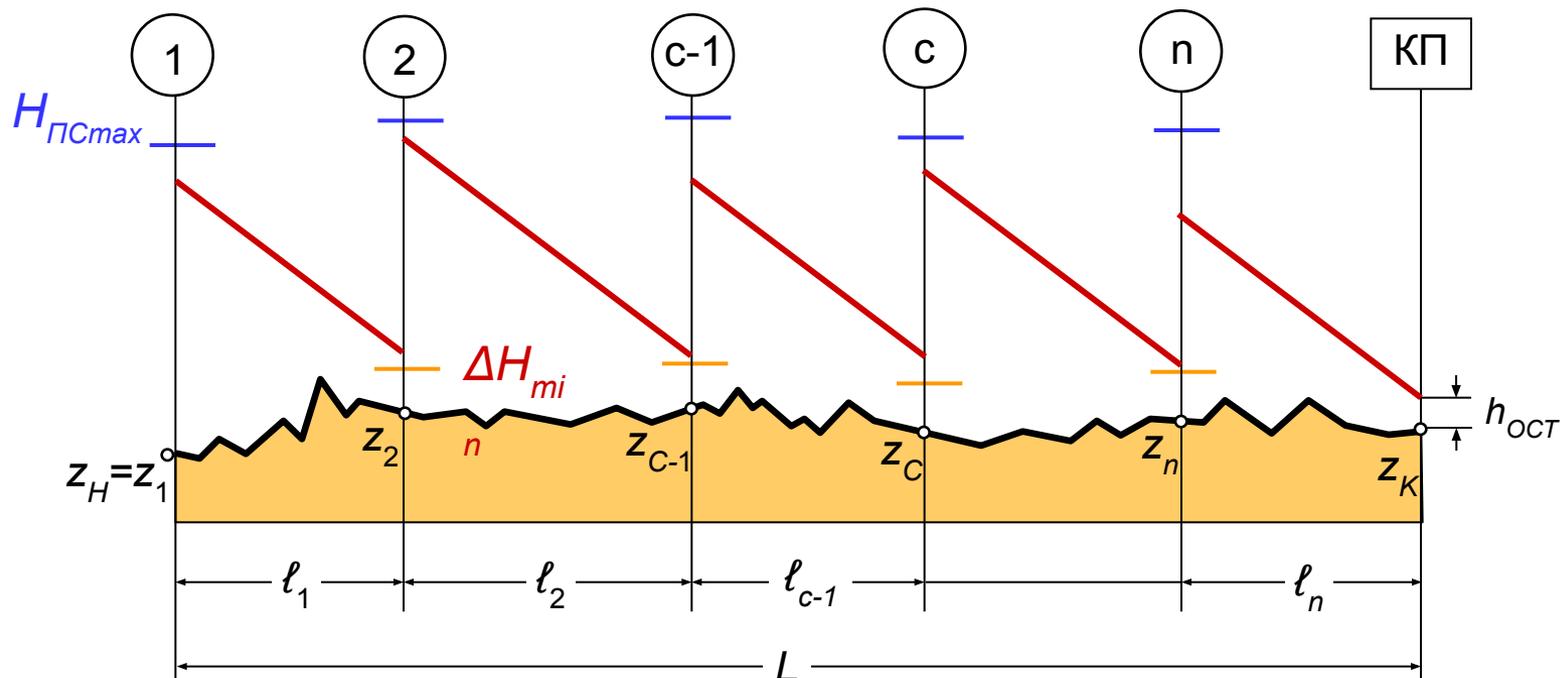
где

$$H_{CTi} = m_{Mi} \cdot (a_M - b_M \cdot Q^{2-m})_i ; f = \beta \cdot \frac{v^m}{D^{5-m}} ; \sum_{i=1}^n \boxtimes_i = L.$$

Расчетная пропускная способность эксплуатационного участка трубопровода составит

$$Q = \left[\frac{h_{\Pi} + \sum_{i=1}^n m_{Mi} \cdot a_{Mi} - \Delta z - h_{OCT}}{1,02 \cdot f \cdot L + \sum_{i=1}^n m_{Mi} \cdot b_{Mi}} \right]^{\frac{1}{2-m}}. \quad (6.4)$$

Определение напоров и подпоров для с-й НПС



Уравнение баланса напоров для участка трубопровода на участке до c -й НПС при найденной производительности Q

$$h_{П} + \sum_{i=1}^{c-1} H_{СТi} = 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \boxtimes_i + \Delta z_c + \Delta H_c, \quad (6.5)$$

где $\Delta z_c = z_c - z_H$.

Подпор на входе c -й НПС

$$\Delta H_C = h_{\Pi} + \sum_{j=1}^{C-1} H_{CTj} - \Delta z_C - 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \sum_{j=1}^{C-1} \boxtimes_j ; \quad (6.6)$$

Напор на выходе c -й НПС

$$H_{ПСС} = \Delta H_C + H_{СТc} , \quad (6.7)$$

Далее следует проверить условия нормальной работы каждой НПС:

$$\begin{cases} \Delta H_C \geq \Delta H_{min_C} \\ H_{ПСС} \leq H_{ПС max_C} \end{cases} \quad (6.8)$$

Регулирование режимов работы нефтепровода

Необходимость регулирования работы вызвана следующими факторами:

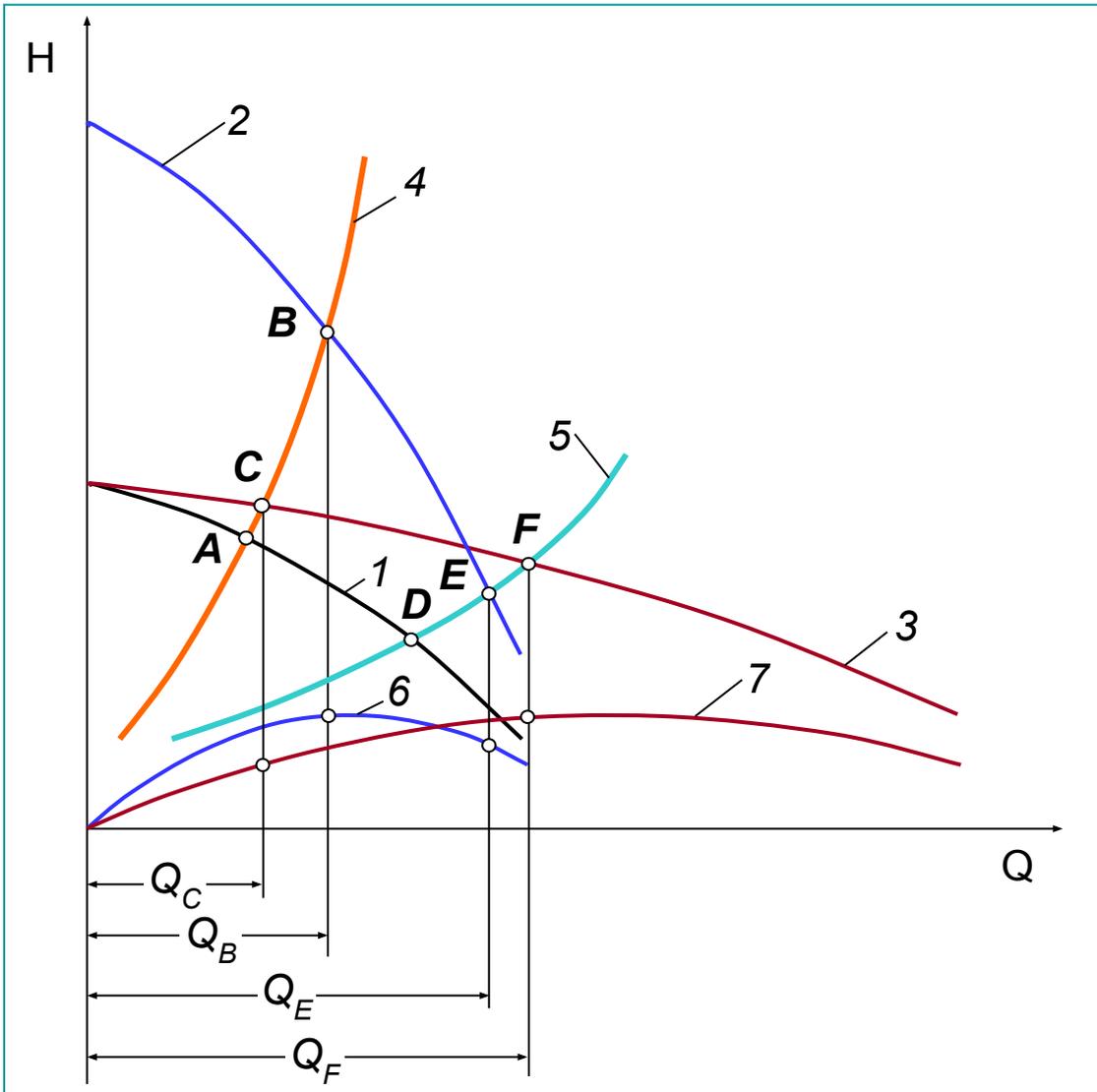
- переменной загрузкой трубопровода, вызванной неравномерностью работы поставщиков нефти и потребителей;
- изменением реологических свойств нефти (при сезонном изменении температуры);
- технологическими факторами (отсутствием свободной емкости, отключением электроэнергии);
- аварийными или плановыми остановками перекачки (повреждением линейной части, отказами оборудования).

Методы регулирования работы нефтепровода

Методы регулирования можно условно разделить на две группы:

- **методы, связанные с изменением параметров НПС:**
 - изменение количества или схемы соединения насосов на НПС;
 - применение сменных роторов;
 - обточка рабочих колес магистральных насосов;
 - изменение частоты вращения вала насоса;
- **методы связанные с изменением параметров трубопровода:**
 - дросселирование;
 - байпасирование;
 - применение противотурбулентных присадок.

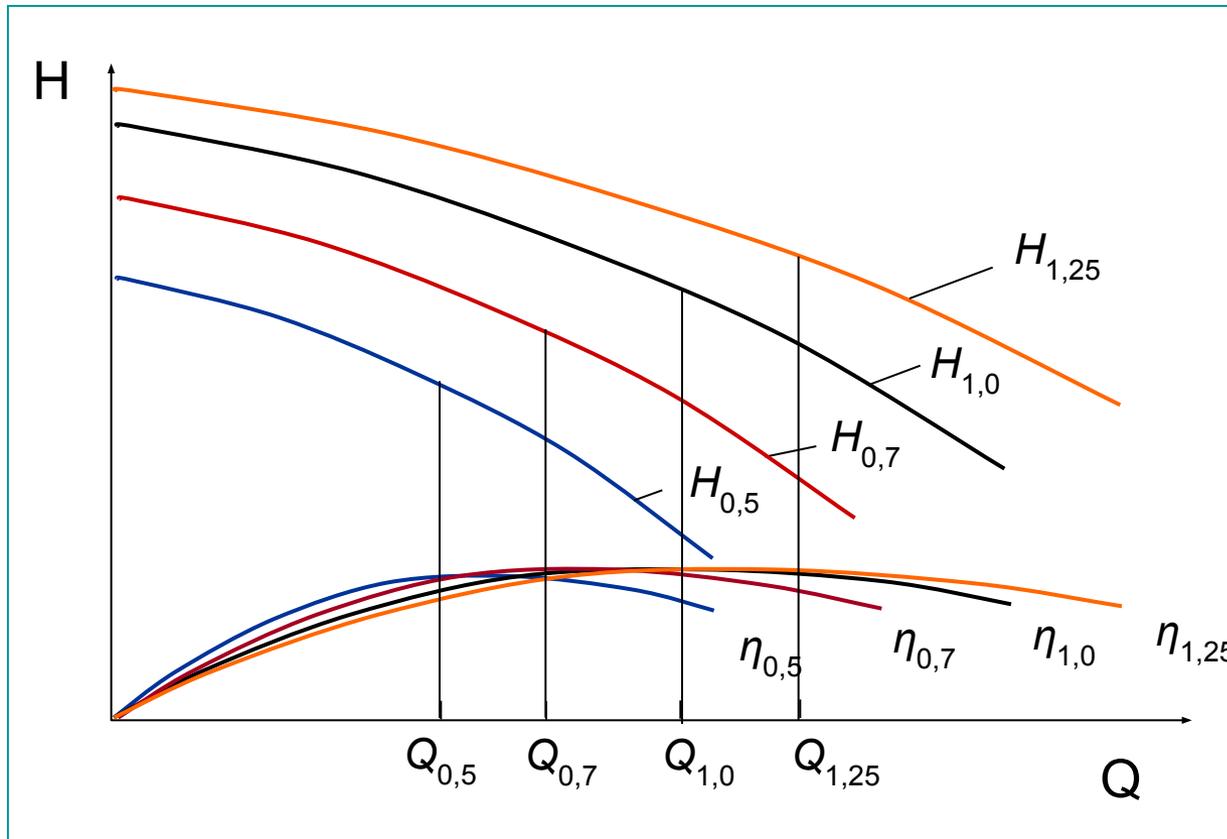
Изменение количества или схемы соединения насосов на НПС



Последовательное соединение насосов целесообразно при работе на трубопровод с **крутой** характеристикой.

Параллельное соединение насосов более предпочтительно при работе на трубопровод с **пологой** характеристикой.

Применение сменных роторов

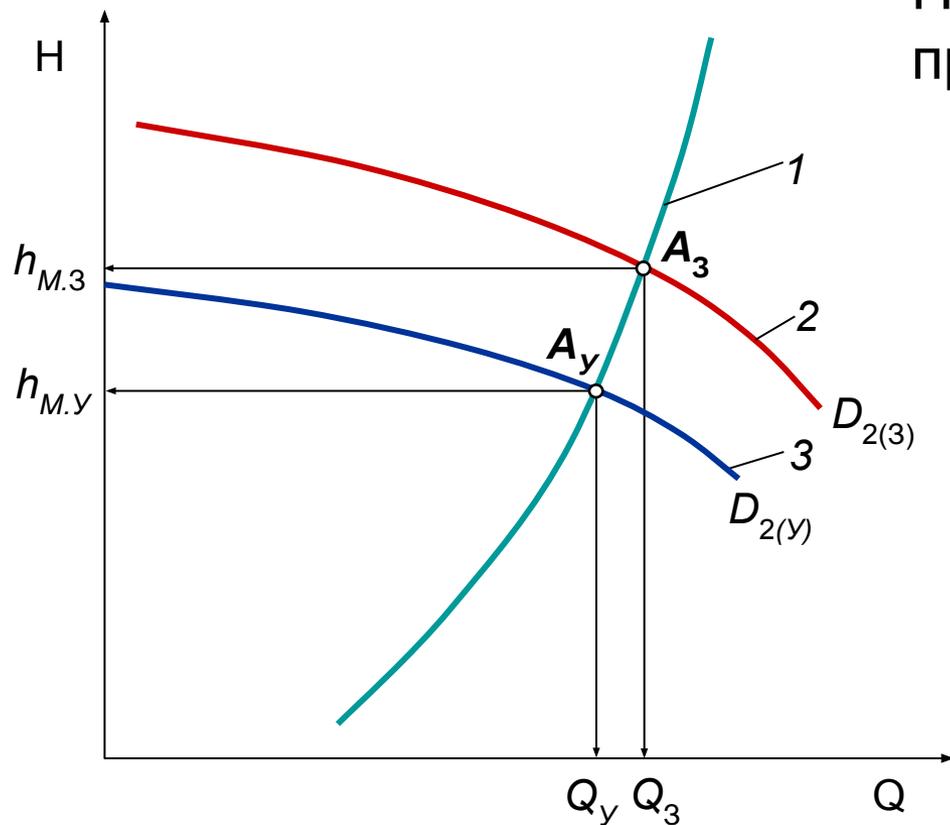


Применение сменных роторов эффективно:

- при поэтапном вводе трубопровода в эксплуатацию;
- при длительном сокращении объема перекачки.

Обточка рабочих колес по наружному диаметру

Пересчет характеристики ЦБН при обточке:



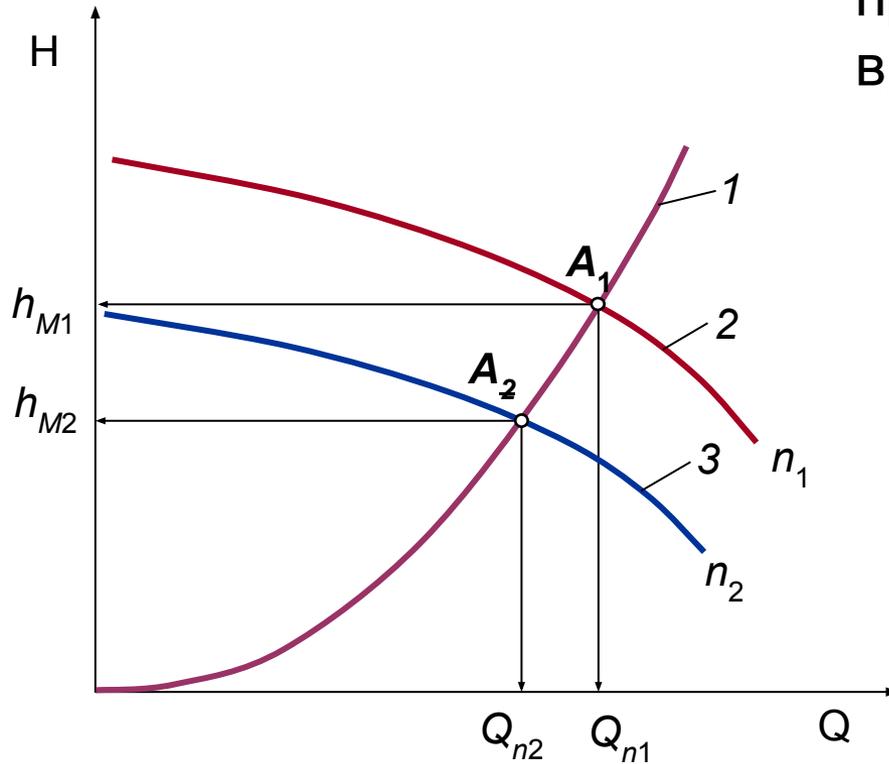
$$\frac{Q_y}{Q_3} = \frac{D_{2(y)}}{D_{2(3)}} ;$$
$$\frac{h_{M.y}}{h_{M.3}} = \left(\frac{D_{2(y)}}{D_{2(3)}} \right)^2 ;$$
$$\frac{N_y}{N_3} = \left(\frac{D_{2(y)}}{D_{2(3)}} \right)^3 .$$

Требуемый диаметр рабочего колеса при обточке

$$D_{2(y)} = D_{2(3)} \cdot \sqrt{\frac{h_{M.y} + b \cdot Q_y^2}{a}} \quad (6.9)$$

Изменение частоты вращения вала насоса

Пересчет характеристики ЦБН при изменении частоты вращения

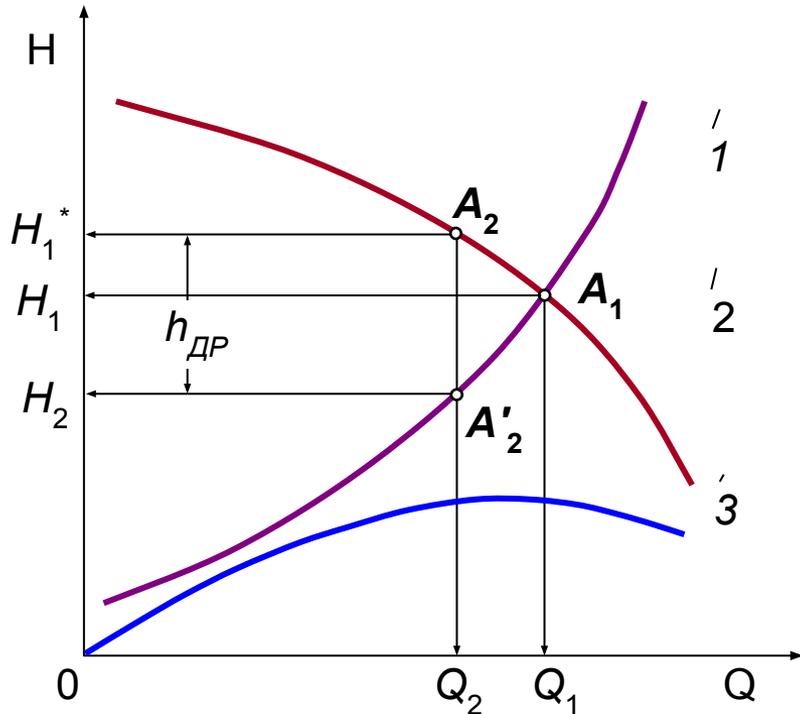


$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2} ;$$
$$\frac{h_{M1}}{h_{M2}} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^2 ;$$
$$\frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^3 .$$

Необходимая частота вращения вала насоса

$$n_2 = n_1 \cdot \sqrt{\frac{h_{M2} + b \cdot Q_{n2}^2}{a}} \quad (6.10)$$

Дросселирование



Коэффициент полезного действия при дросселировании

$$\eta_{ДР} = \frac{H_2}{H_1^*} = \frac{H_2}{H_2 + h_{ДР}} = \frac{1}{1 + \frac{h_{ДР}}{H_2}} \quad (6.11)$$

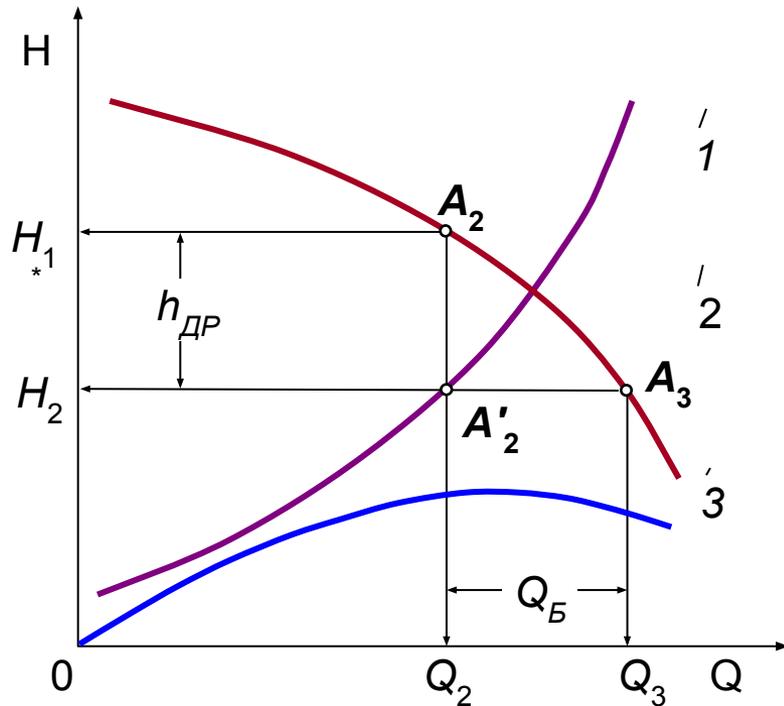
КПД насоса при дросселировании

$$\eta = \eta_2 \cdot \eta_{ДР} \quad (6.12)$$

Метод дросселирования уместно применять для насосов, имеющих **пологую напорную характеристику**.

Потери энергии на дросселирование **не должны превышать 2% энергозатрат на перекачку**.

Байпасирование (перепуск во всасывающую линию)



Коэффициент полезного действия при байпасировании

$$\eta_B = \frac{Q_2}{Q_3} = \frac{Q_2}{Q_2 + Q_B} \quad (6.13)$$

КПД насоса при байпасировании

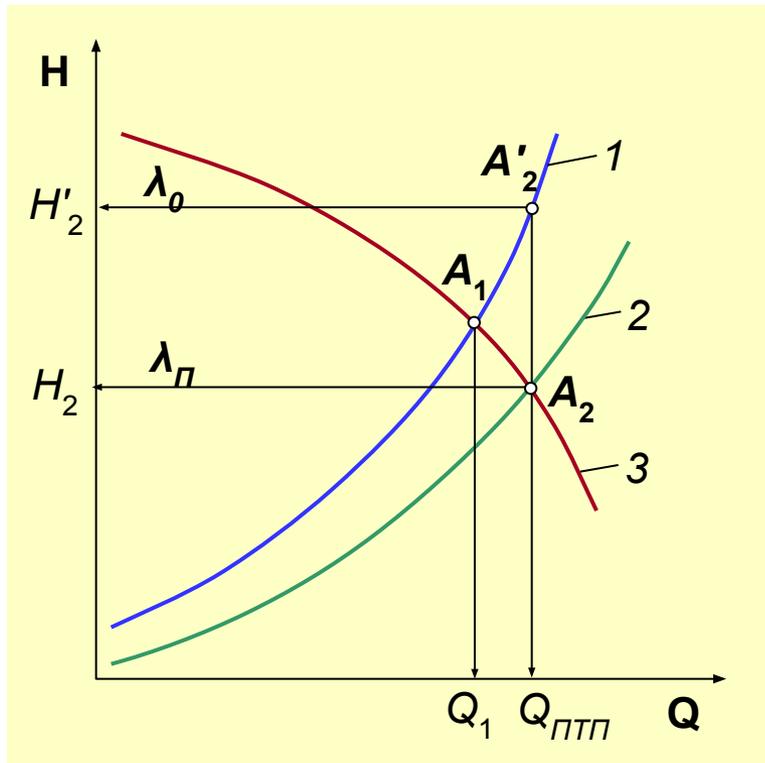
$$\eta = \eta_2 \cdot \eta_B \quad (6.14)$$

Метод байпасирования уместно применять для насосов, имеющих **крутопадающую напорную характеристику**.

Байпасирование экономичней дросселирования в случае

$$\frac{h_{ДР}}{H_2} > \frac{Q_B}{Q_2} \quad (6.15)$$

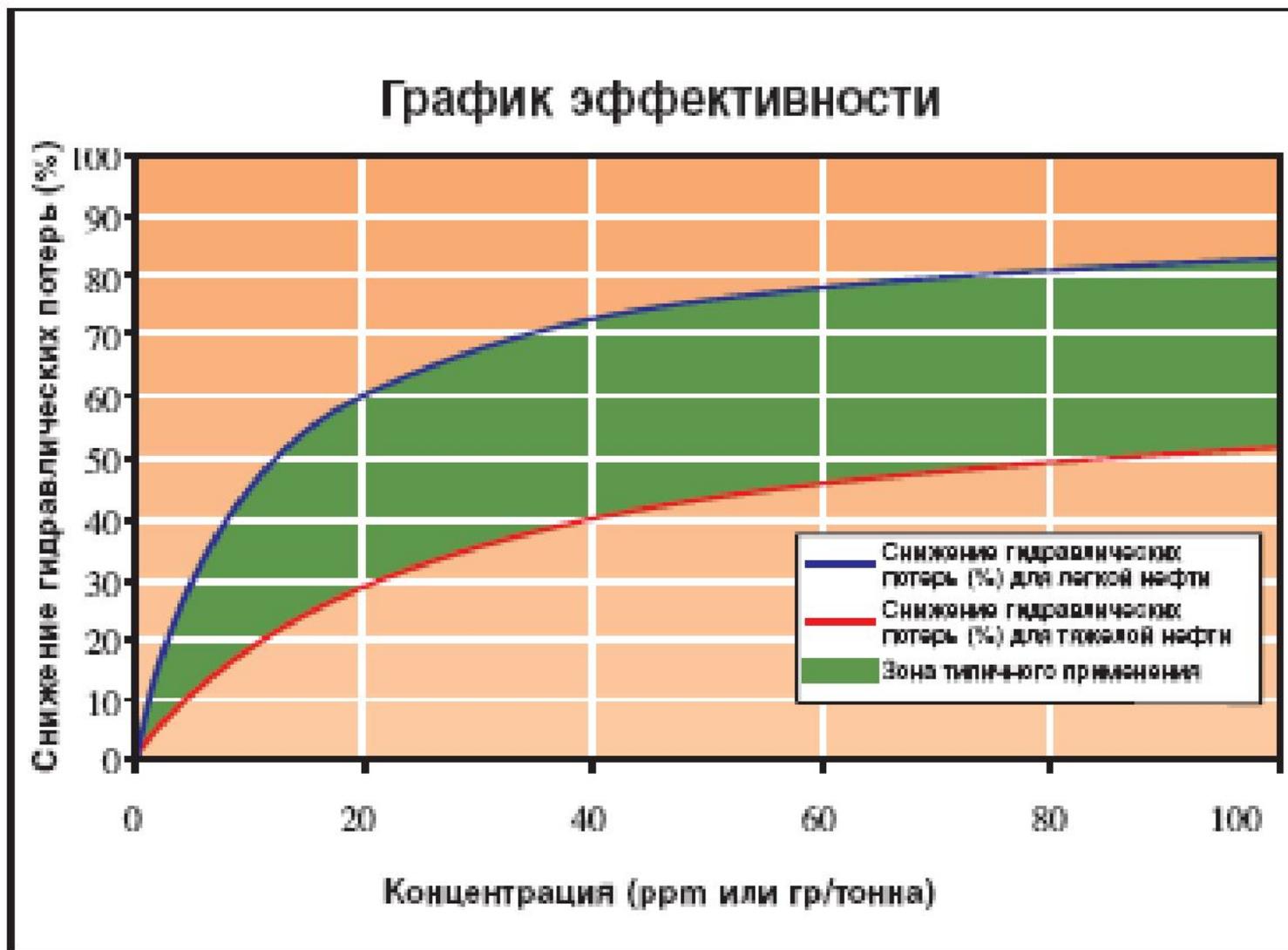
Применение противотурбулентных присадок



Эффективность ПТП

$$\varphi_{ПТП} = \frac{\Delta P_0 - \Delta P_П}{\Delta P_0} = \frac{\lambda_0 - \lambda_П}{\lambda_0} \quad (6.16)$$

Эффективность противотурбулентных присадок



Изменение подпоров перед НПС при изменении вязкости перекачиваемой нефти

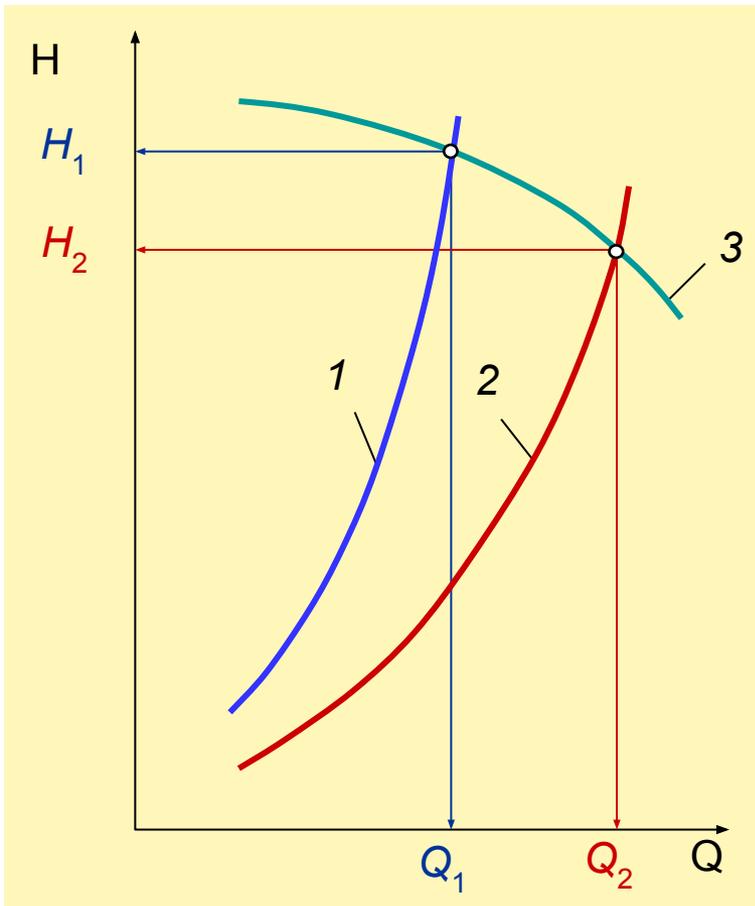
Сезонное изменение температуры приводит к изменению вязкости перекачиваемой нефти, что в свою очередь оказывает влияние на гидравлическое сопротивление трубопровода и его пропускную способность.

При увеличении температуры с T_1 до T_2 уменьшаются вязкость нефти ($\nu_2 < \nu_1$) и потери напора ($H_2 < H_1$), а расход нефти возрастает ($Q_2 > Q_1$).

Рассмотрим нефтепровод, состоящий из одного эксплуатационного участка ($N_э=1$) и оборудованный n НПС.

На всех станциях установлено одинаковое число однотипных насосов ($A=m_M \cdot a_M$; $B=m_M \cdot b_M$).

Напор подпорного насоса примем постоянным h_{Π} .



Расчетные напоры НПС равны:

В «холодное» время

$$H_{СТ1} = \frac{H_1 - h_{\Pi}}{n}$$

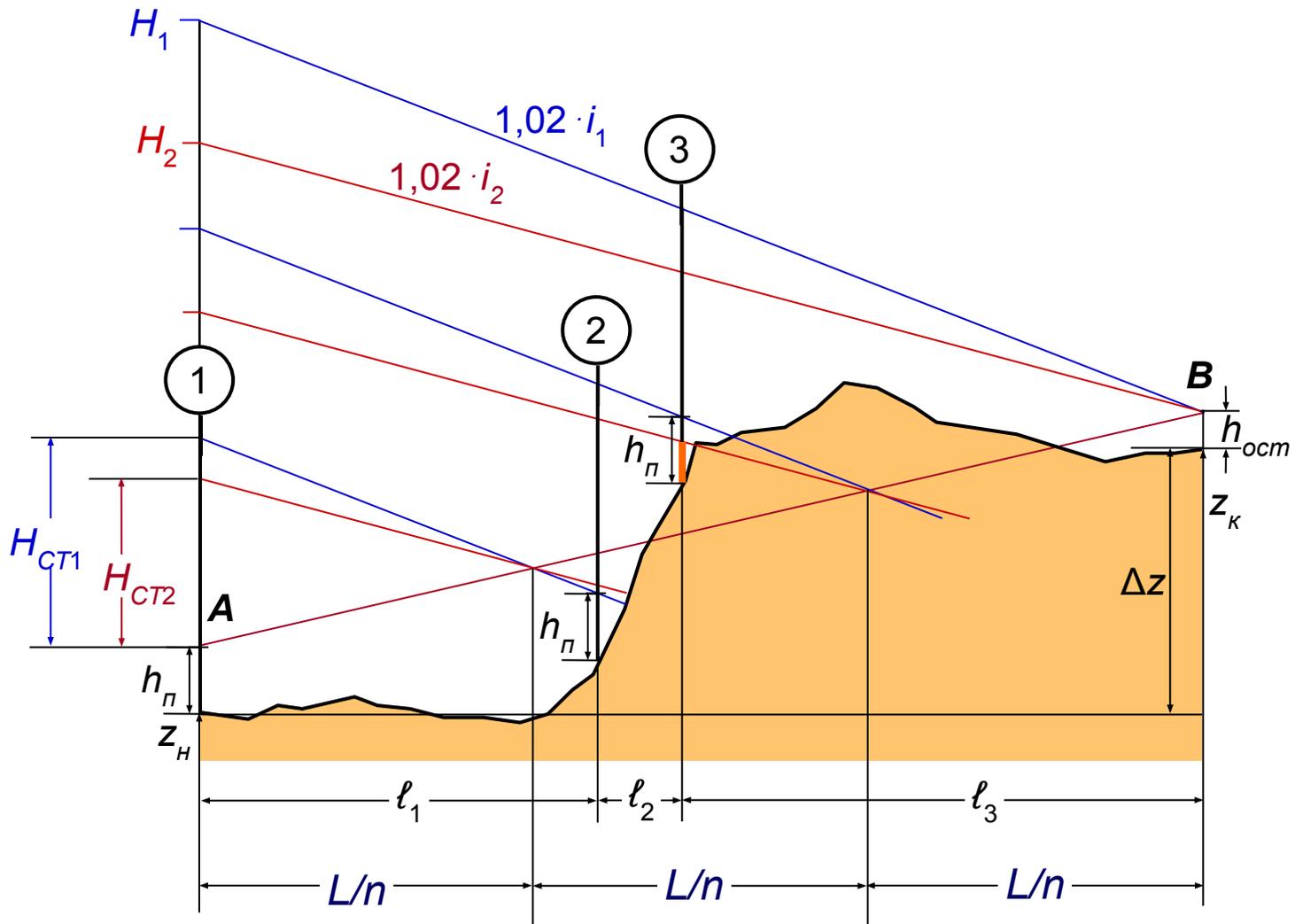
В «теплое» время

$$H_{СТ2} = \frac{H_2 - h_{\Pi}}{n}$$

1 – характеристика нефтепровода в «холодное» время года (v_1)

2 – характеристика нефтепровода в «теплое» время года (v_2)

3 – характеристика нефтеперекачивающих станций



l_i – расстояние между НПС

L/n – среднее арифметическое расстояние между НПС

При монотонном пологом профиле трассы (прямая **AB**) НПС располагаются на одинаковом расстоянии друг от друга, равном L/n . Изменение вязкости нефти в этом случае практически не оказывает влияния на величину подпора перед НПС.

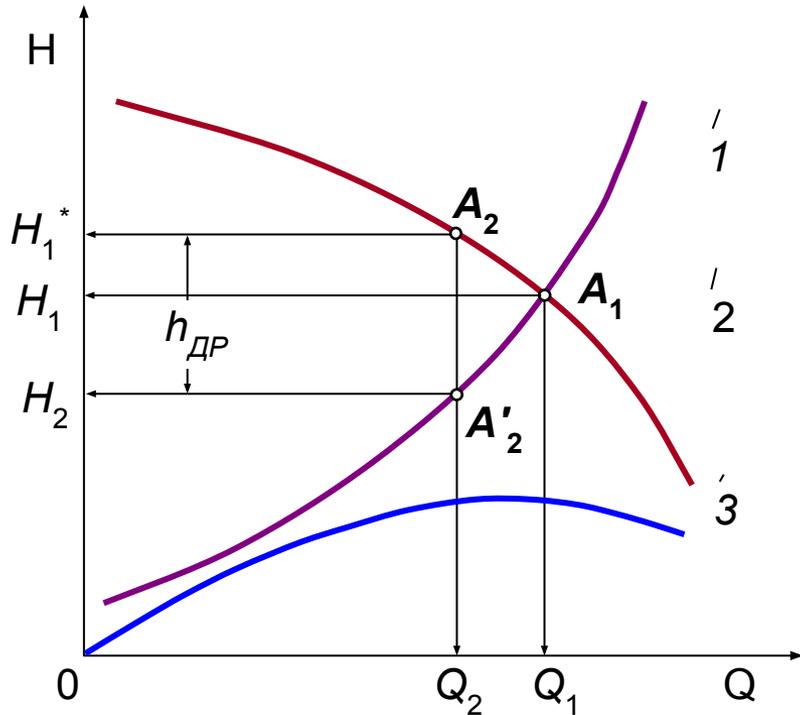
При резко пересеченном профиле трассы расстояния между НПС не одинаковы ($l_1 \neq l_2 \neq l_3$).

При уменьшении вязкости нефти ($v_2 < v_1$) снижение подпора перед c -й НПС происходит при выполнении условия

$$\frac{1}{c-1} \sum_{i=1}^{c-1} \boxtimes_i < \frac{L}{n}. \quad (6.17)$$

Если подпор перед НПС снижается сверх допустимого, следует уменьшить напоры НПС, расположенных дальше от начала трубопровода.

Дросселирование



Коэффициент полезного действия при дросселировании

$$\eta_{ДР} = \frac{H_2}{H_1^*} = \frac{H_2}{H_2 + h_{ДР}} = \frac{1}{1 + \frac{h_{ДР}}{H_2}} \quad (6.11)$$

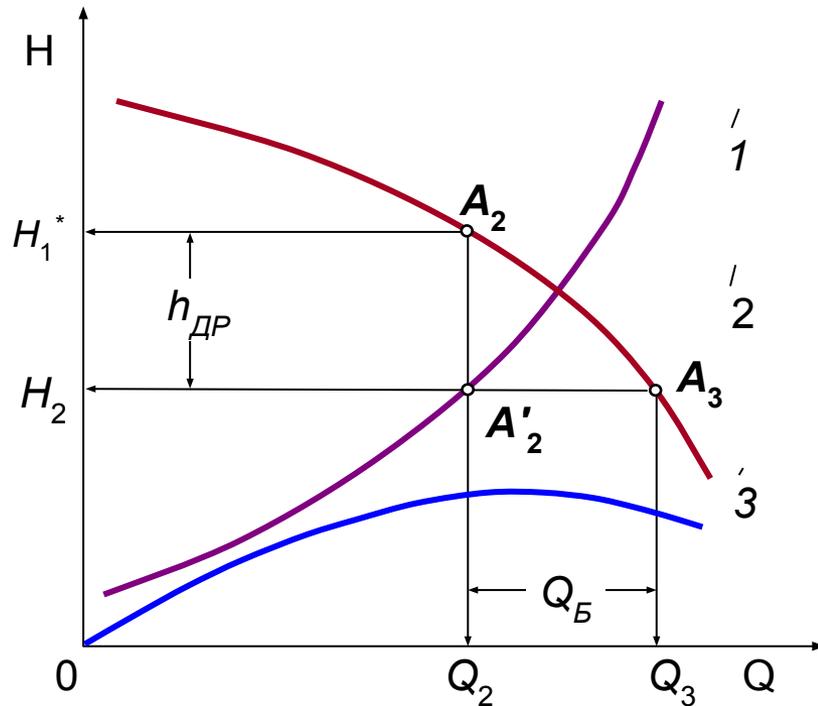
КПД насоса при дросселировании

$$\eta = \eta_2 \cdot \eta_{ДР} \quad (6.12)$$

Метод дросселирования следует применять для насосов, имеющих **пологую напорную характеристику**.

Потери энергии на дросселирование **не должны превышать 2% энергозатрат на перекачку**.

Байпасирование (перепуск во всасывающую линию)



Коэффициент полезного действия при байпасировании

$$\eta_B = \frac{Q_2}{Q_3} = \frac{Q_2}{Q_2 + Q_B} \quad (6.13)$$

КПД насоса при байпасировании

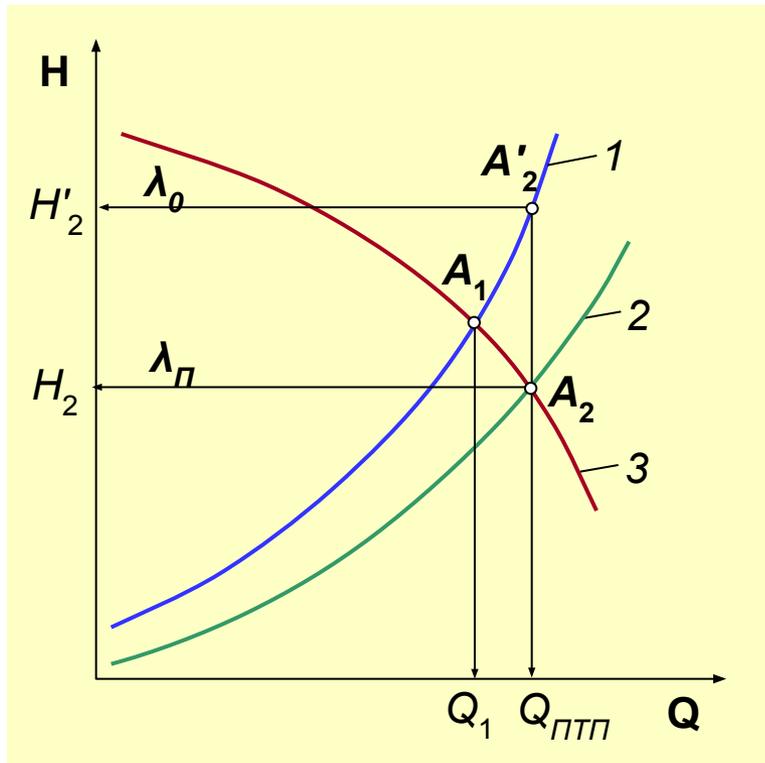
$$\eta = \eta_2 \cdot \eta_B \quad (6.14)$$

Метод байпасирования уместно применять для насосов, имеющих **крутопадающую напорную характеристику**.

Байпасирование экономичней дросселирования в случае

$$\frac{h_{ДР}}{H_2} > \frac{Q_B}{Q_2} \quad (6.15)$$

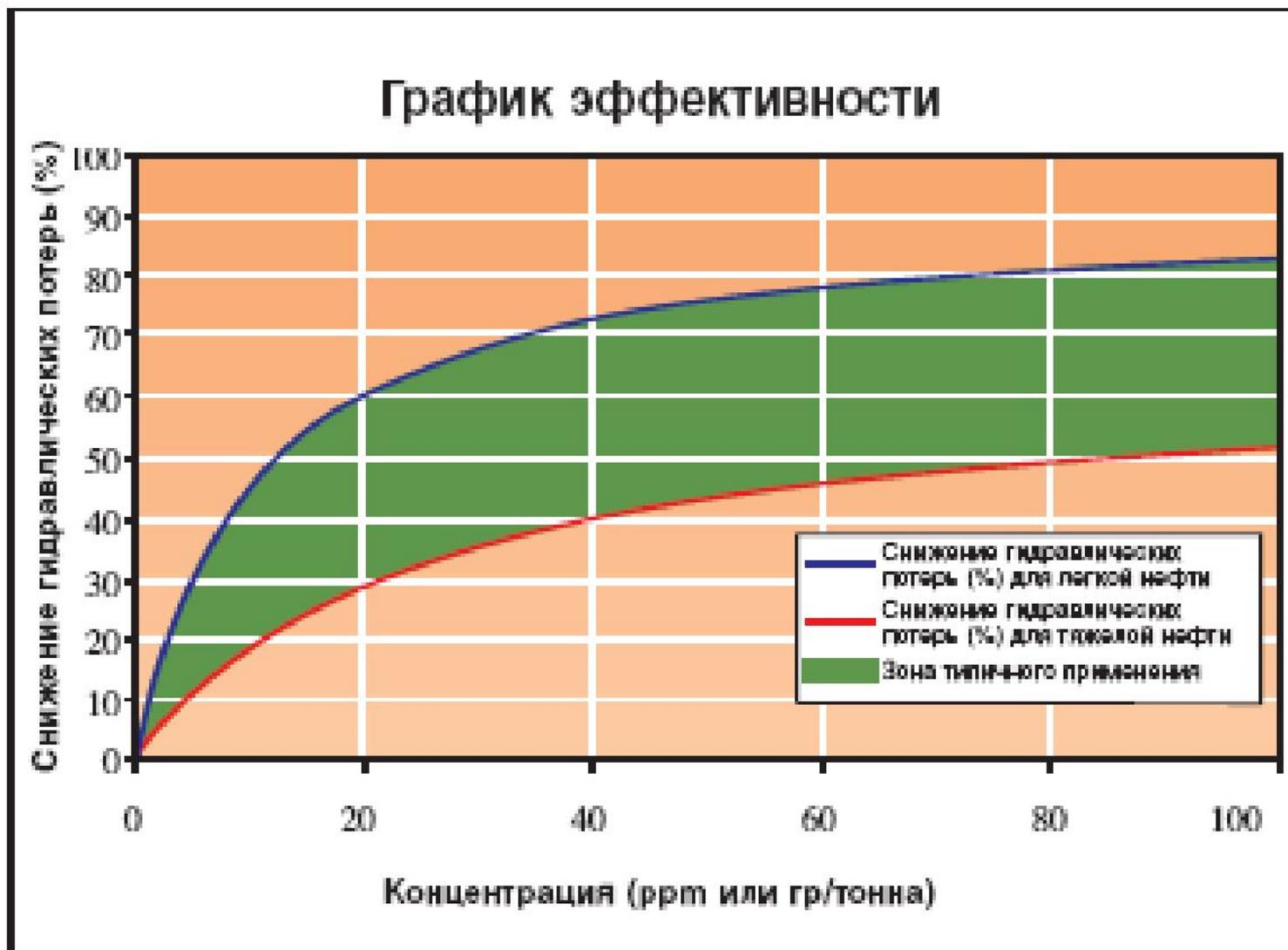
Применение противотурбулентных присадок



Эффективность ПТП

$$\varphi_{ПТП} = \frac{\Delta P_0 - \Delta P_{П}}{\Delta P_0} = \frac{\lambda_0 - \lambda_{П}}{\lambda_0} \quad (6.16)$$

Эффективность противотурбулентных присадок



Лекция 7

Технологический расчет
магистрального нефтепровода
(продолжение)

Изменение подпоров перед НПС при изменении вязкости перекачиваемой нефти

Сезонное изменение температуры приводит к изменению вязкости перекачиваемой нефти, что в свою очередь оказывает влияние на гидравлическое сопротивление трубопровода и его пропускную способность.

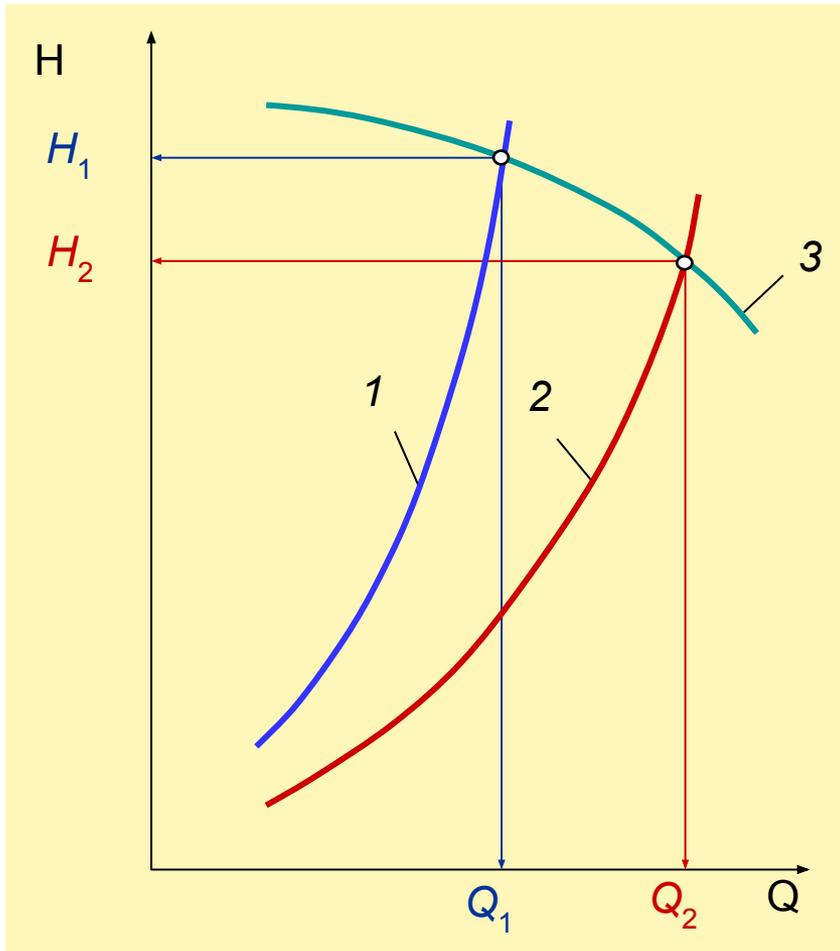
При увеличении температуры с T_1 до T_2 уменьшаются вязкость нефти ($\nu_2 < \nu_1$) и потери напора ($H_2 < H_1$), а расход нефти возрастает ($Q_2 > Q_1$).

Рассмотрим нефтепровод, состоящий из одного эксплуатационного участка ($N_э=1$) и оборудованный n НПС.

На всех станциях установлено одинаковое число однотипных насосов ($A=m_M \cdot a_M$; $B=m_M \cdot b_M$).

Напор подпорного насоса примем постоянным h_{Π} .

Расчетные напоры НПС равны:



В «холодное» время

$$H_{СТ1} = \frac{H_1 - h_{\Pi}}{n}$$

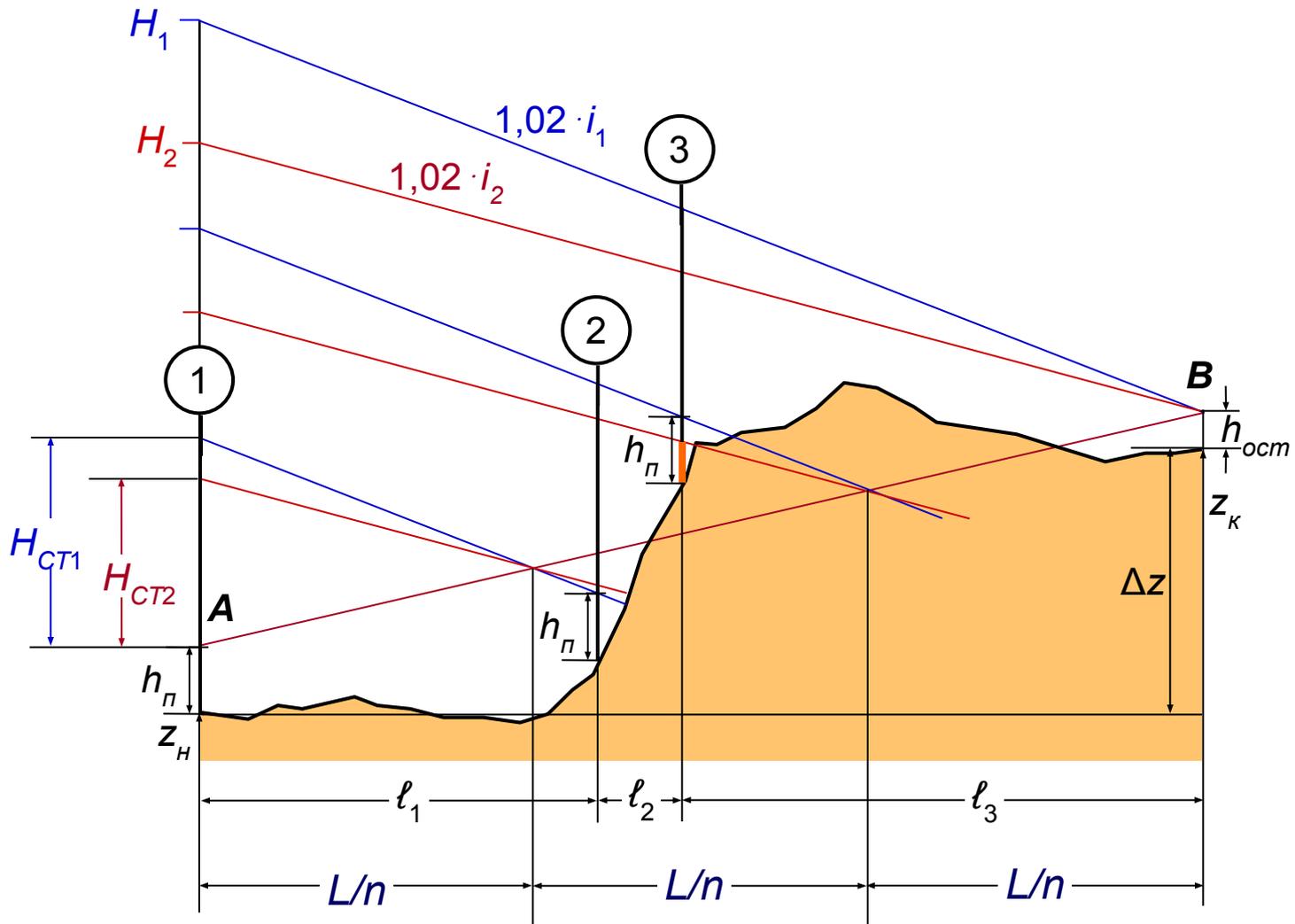
В «теплое» время

$$H_{СТ2} = \frac{H_2 - h_{\Pi}}{n}$$

1 – характеристика нефтепровода в «холодное» время года (v_1)

2 – характеристика нефтепровода в «теплое» время года (v_2)

3 – характеристика нефтеперекачивающих станций



l_i – расстояние между НПС

L/n – среднее арифметическое расстояние между НПС

При монотонном пологом профиле трассы (прямая **AB**) НПС будут располагаться на одинаковом расстоянии друг от друга, равном L/n . Изменение вязкости нефти в этом случае практически не оказывает влияния на величину подпора перед НПС.

При резко пересеченном профиле трассы расстояния между НПС неодинаковы ($l_1 \neq l_2 \neq l_3$).

При уменьшении вязкости нефти ($v_2 < v_1$) снижение подпора перед c -й НПС происходит при выполнении условия

$$\frac{1}{c-1} \sum_{i=1}^{c-1} \boxtimes_i < \frac{L}{n}.$$

Если подпор перед НПС снижается сверх допустимого, следует уменьшить напоры НПС, расположенных дальше от начала трубопровода.

Режим работы нефтепровода при отключении НПС

Из уравнения баланса напоров ($N_{\text{э}}=1$, насосы однотипные)

$$h_{\Pi} + \sum_{i=1}^n m_{M_i} \cdot (a_M - b_M \cdot Q^{2-m}) = 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \cdot \sum_{i=1}^n \varpi_i + \Delta z + h_{\text{ОСТ}},$$

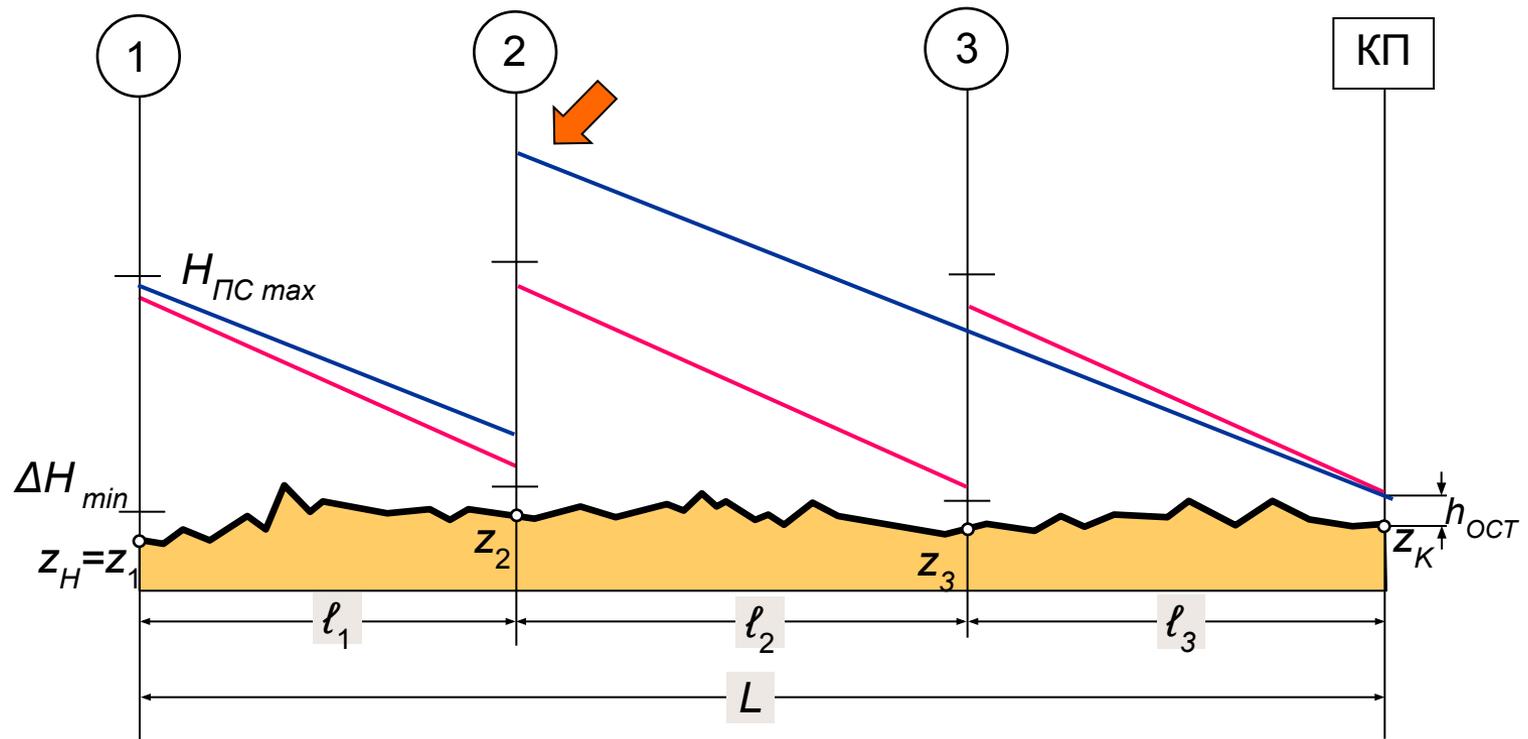
(7.1)

определим расход при работе n НПС

$$Q = \left[\frac{h_{\Pi} + \sum_{i=1}^n m_{M_i} \cdot a_{M_i} - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}{1,02 \cdot f \cdot L + \sum_{i=1}^n m_{M_i} \cdot b_{M_i}} \right]^{\frac{1}{2-m}}.$$

(7.2)

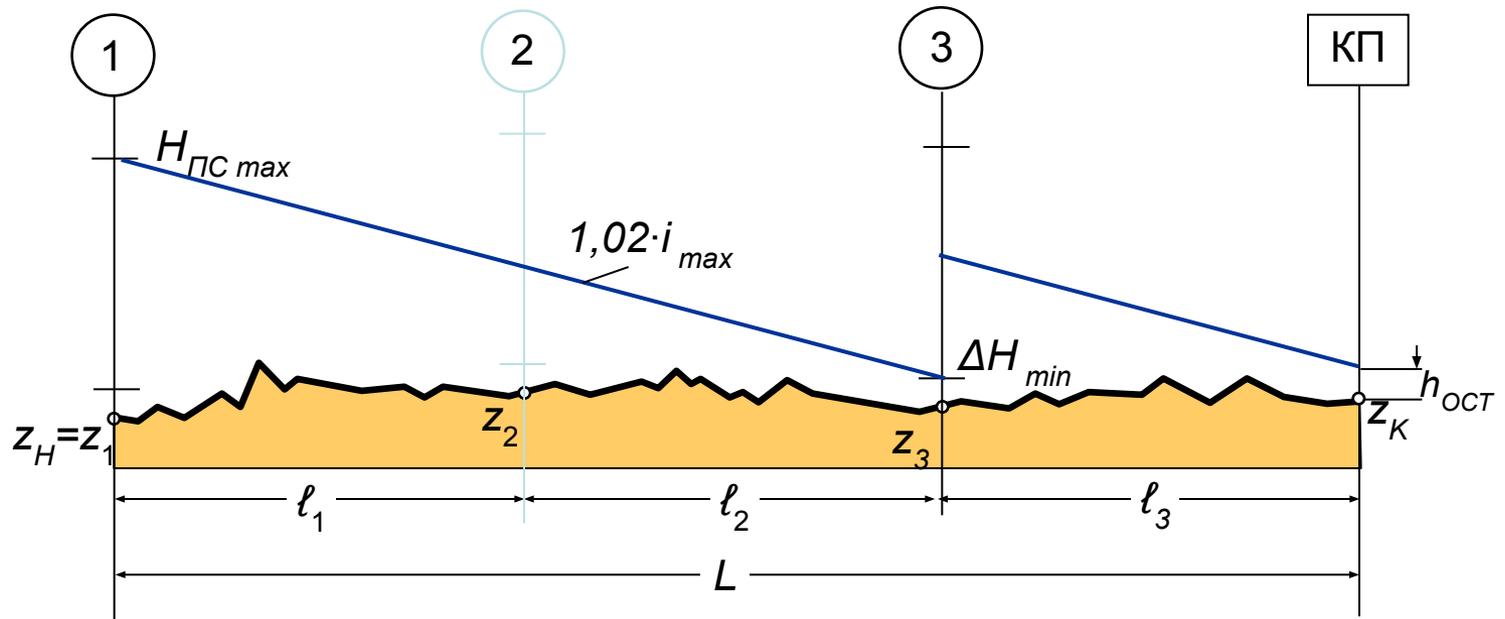
Проверим условие нормальной работы станций при отключении НПС-3



Не выполняется условие

$$H_{\text{НПС}2} \leq H_{\text{НПС max}}$$

Определение подпоров и напоров НПС по предельному гидравлическому уклону (способ 2)



1. Условие предельного гидравлического уклона для отключенной **с**-й НПС

$$1,02 \cdot i_{\text{max}} = \frac{H_{\text{НПС max}} - \Delta H_{\text{min}} - z_{c+1} + z_{c-1}}{\varpi_{c-1} + \varpi_c} = 1,02 \cdot f \cdot Q_{\text{max}}^{2-m} \quad (7.3)$$

2. Определяем производительность трубопровода, соответствующую предельному гидравлическому уклону

$$Q_{max} = \left[\frac{1,02 \cdot i_{max}}{1,02 \cdot f} \right]^{\frac{1}{2-m}}, \text{ где } f = \beta \cdot \frac{v^m}{D^{5-m}}. \quad (7.4)$$

3. По найденному значению Q_{max} определяются напоры подпорного и магистрального насосов (h_{Π}' и h_M').

4. Потери напора в трубопроводе при производительности Q_{max}

$$H' = 1,02 \cdot i_{max} \cdot L + \Delta z + h_{ост} \quad (7.5)$$

5. **Наибольшее общее число магистральных насосов**, обеспечивающих производительность Q_{max}

$$k_M = \frac{H' - h_{\Pi}'}{h_M'} \quad (7.6)$$

6. Округляем k_M в меньшую сторону и распределяем насосы по работающим НПС (с проверкой по подпорам и напорам). 136

Расчет режимов работы нефтепровода

Магистральный нефтепровод разбивается на эксплуатационные участки, в пределах которых НПС работают по системе «из насоса в насос».

Производительность нефтепровода на эксплуатационном участке при рассматриваемом режиме перекачки определяется из решения уравнения баланса напоров

$$h_{\Pi} + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \phi_{jk} \cdot h_{Mjk} = \sum_{j=1}^n (1,02 \cdot h_{\tau j} + \Delta z_j) + h_{\text{ОСТ}} \quad (7.7)$$

где j – номер НПС (линейного участка);

k – номер насосного агрегата j -й НПС;

n_{Mj} – число установленных магистральных насосов j -й НПС;

ϕ_{jk} – индекс состояния k -го магистрального насосного агрегата j -й НПС ($\phi_{jk} = 1$ при работающем насосе и $\phi_{jk} = 0$ при остановленном насосе).

При заданных комбинациях включения насосов определяются **подпоры** и **напоры** на выходе НПС. Для c -й НПС они рассчитываются по формулам:

$$\Delta H_c = h_{\Pi} + \sum_{j=1}^{c-1} \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \varphi_{jk} \cdot h_{Mjk} - \sum_{j=1}^{c-1} (1,02 \cdot h_{\tau} + \Delta z)_j ; \quad (7.8)$$

$$H_{\text{ПС}c} = \Delta H_c + \sum_{k=1}^{n_{Mc}} \varphi_{ck} \cdot h_{Mck} , \quad (7.9)$$

которые должны удовлетворять ограничениям

$$\begin{cases} \Delta H_c \geq \Delta H_{\min c} \\ H_{\text{ПС}c} \leq H_{\text{ПС} \max c} \end{cases}$$

При выполнении условия режим считается возможным, в противном случае режим отвергается.

Выбор рациональных режимов работы нефтепровода

Критерием выбора оптимальных режимов (из числа возможных) является величина **удельных энергозатрат на перекачку 1 тонны нефти** $E_{уд}$

$$E_{уд} = \frac{1}{\rho \cdot Q} \left[N_{ПОТР\ п} + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \varphi_{jk} \cdot N_{ПОТР\ M\ jk} \right], \quad (7.10)$$

где $N_{ПОТР}$ – потребляемая мощность подпорного ($\mathit{п}$) и магистрального (M) насосного агрегата

$$N_{ПОТР} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot h}{\eta_H \cdot \eta_{Э} \cdot \eta_{МЕХ}}; \quad (7.11)$$

где $\eta_H; \eta_{Э}; \eta_{МЕХ}$ – к. п. д. соответственно насоса, электродвигателя и механической передачи.

Зависимость к. п. д. насоса η_H от подачи Q описывается полиномом вида

$$\eta_H = k_1 \cdot Q + k_2 \cdot Q^2 + k_3 \cdot Q^3 . \quad (7.12)$$

Коэффициент полезного действия электродвигателя $\eta_{\text{Э}}$ в зависимости от его коэффициента его загрузки определяется выражением

$$\eta_{\text{Э}} = r_0 + r_1 \cdot K_3 + r_2 \cdot K_3^2 , \quad (7.13)$$

где K_3 – коэффициент загрузки электродвигателя, равный отношению мощности на валу электродвигателя $N_{\text{Э}}$ к его номинальной мощности $N_{\text{ЭН}}$

$$K_3 = \frac{N_{\text{Э}}}{N_{\text{ЭН}}} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot h}{N_{\text{ЭН}} \cdot \eta_H \cdot \eta_{\text{МЕХ}}} . \quad (7.14)$$

$\eta_{\text{МЕХ}}$ – к. п. д. механической передачи $\eta_{\text{МЕХ}} = 0,99$.

Выполнение заданного плана перекачки ($V_{пл}, T_{пл}, Q_{пл} = V_{пл} / T_{пл}$) возможно циклически на двух дискретных режимах, удовлетворяющих условию

$$Q_A \leq Q_{пл} < Q_B$$

Время работы нефтепровода на двух дискретных режимах **A** и **B** определяется решением системы уравнений

$$\begin{cases} Q_A \cdot \tau_A + Q_B \cdot \tau_B = Q_{пл} \cdot \tau_{пл} & ; \\ \tau_A + \tau_B = \tau_{пл} & , \end{cases} \quad (7.15)$$

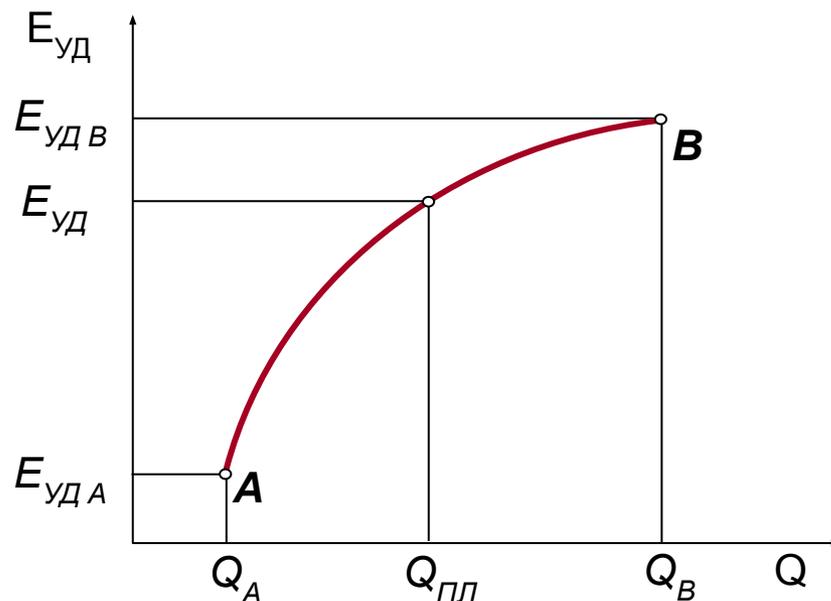
откуда

$$\tau_A = \frac{\tau_{пл} (Q_B - Q_{пл})}{Q_B - Q_A}, \quad \tau_B = \frac{\tau_{пл} (Q_{пл} - Q_A)}{Q_B - Q_A}. \quad (7.16)$$

Удельные энергозатраты в этом случае составят (7.17)

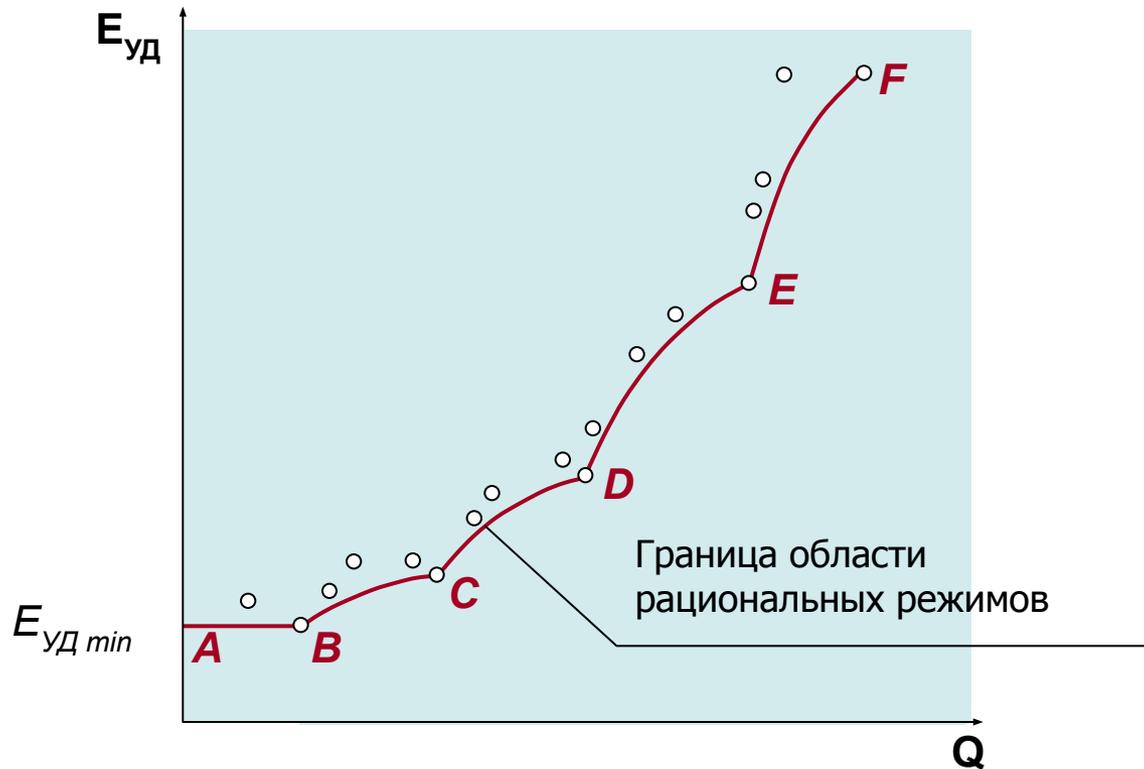
$$E_{уд} = \frac{E_{удA} \cdot Q_A (Q_B - Q_{пл}) + E_{удB} \cdot Q_B (Q_{пл} - Q_A)}{Q_{пл} (Q_B - Q_A)}$$

В интервале расходов от Q_A до Q_B суммарные удельные энергозатраты изменяются по закону гиперболы



Найденные для всех возможных режимов работы нефтепровода величины $E_{уд}$ наносят на график в зависимости от Q , после чего через минимальные значения $E_{уд}$ при каждом расходе проводится огибающая линия. Узловыми точками этой линии являются рациональные режимы эксплуатации.

Определение границы области рациональных режимов



A, B, C, D, E, F – узловые точки границы рациональных режимов

Порядок поиска узловых точек:

- определяется производительность перекачки Q_B , соответствующая режиму с минимальными энергозатратами $E_{уд\ min}$;
- для каждого i -го возможного режима перекачки, отвечающего условию $Q_i > Q_B$, рассчитывается значение производной

$$\left(\frac{dE_{уд}}{dQ} \right)_i = \left(\frac{Q_i}{Q_B} \cdot \frac{E_{уд\ i} - E_{уд\ B}}{Q_i - Q_B} \right). \quad (7.18)$$

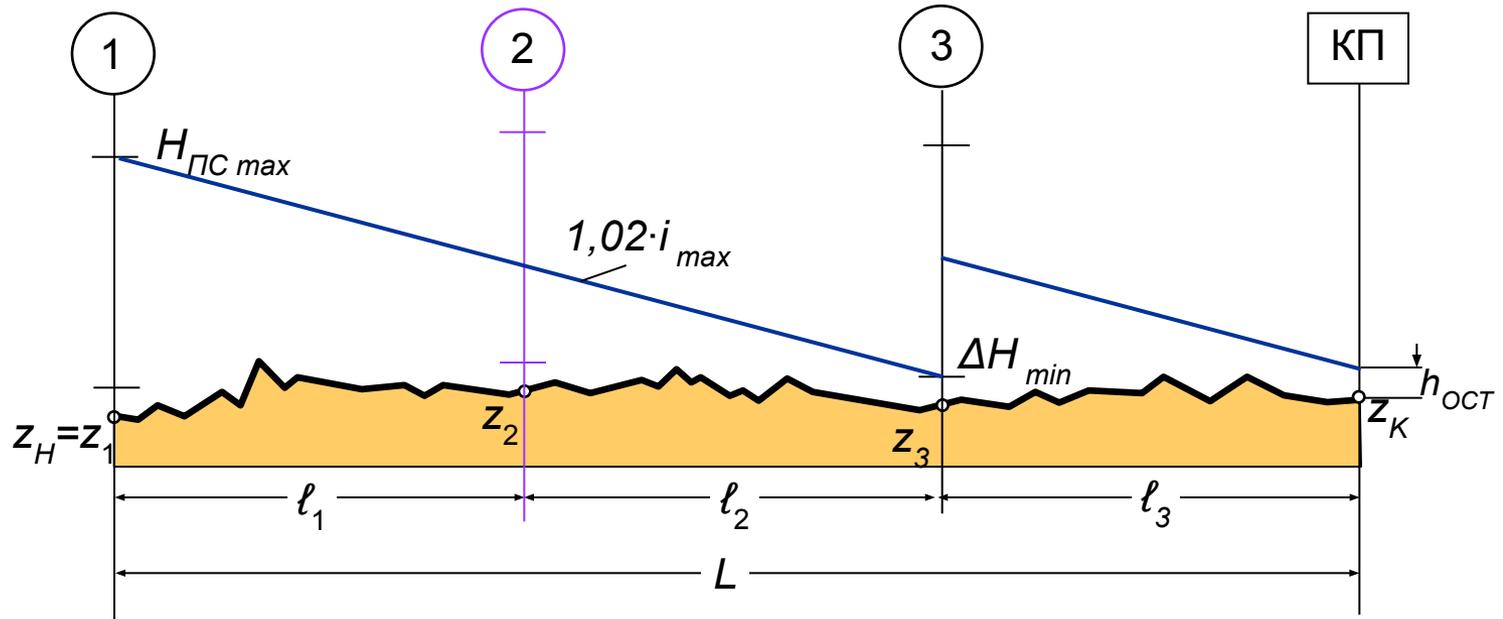
Режим, соответствующий

$$\left(\frac{dE_{уд}}{dQ} \right)_{Q_i=Q_C} \min$$

будет оптимальным в интервале расходов $Q_B < Q < Q_C$ и является следующей узловой точкой огибающей линии.

- далее новой нижней границей интервала расходов назначается значение Q_C и процедура поиска следующей узловой точки производится аналогично.

Определение подпоров и напоров НПС по предельному гидравлическому уклону (способ 2)



1. Условие предельного гидравлического уклона для отключенной **с**-й НПС

$$1,02 \cdot i_{max} = \frac{H_{НС max} - \Delta H_{min} - z_{c+1} + z_{c-1}}{\varpi_{c-1} + \varpi_c} = 1,02 \cdot f \cdot Q_{max}^{2-m} \quad (7.3)$$

2. Определяем производительность трубопровода, соответствующую предельному гидравлическому уклону

$$Q_{max} = \left[\frac{1,02 \cdot i_{max}}{1,02 \cdot f} \right]^{\frac{1}{2-m}}, \text{ где } f = \beta \cdot \frac{v^m}{D^{5-m}}. \quad (7.4)$$

3. По найденному значению Q_{max} определяются напоры подпорного и магистрального насосов (h_{Π}' и h_M').

4. Потери напора в трубопроводе при производительности Q_{max}

$$H' = 1,02 \cdot i_{max} \cdot L + \Delta z + h_{ост} \quad (7.5)$$

5. **Наибольшее общее число магистральных насосов**, обеспечивающих производительность Q_{max}

$$k_M = \frac{H' - h_{\Pi}'}{h_M'} \quad (7.6)$$

6. Округляем k_M в меньшую сторону и распределяем насосы по работающим НПС (с проверкой по подпорам и напорам). ¹⁴⁶

Лекция 8

Расчет режимов работы нефтепровода

Магистральный нефтепровод разбивается на эксплуатационные участки, в пределах которых НПС работают по системе «из насоса в насос».

Производительность нефтепровода на эксплуатационном участке при рассматриваемом режиме перекачки определяется из решения уравнения баланса напоров

$$h_{\Pi} + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \phi_{jk} \cdot h_{Mjk} = \sum_{j=1}^n (1,02 \cdot h_{\tau j} + \Delta z_j) + h_{ОСТ} \quad (8.1)$$

где j – номер НПС (линейного участка);

k – номер насосного агрегата j -й НПС;

n_{Mj} – число установленных магистральных насосов j -й НПС;

ϕ_{jk} – индекс состояния k -го магистрального насосного агрегата j -й НПС ($\phi_{jk} = 1$ при работающем насосе и $\phi_{jk} = 0$ при остановленном насосе).

При заданных комбинациях включения насосов определяются **подпоры** и **напоры** на выходе НПС. Для c -й НПС они рассчитываются по формулам:

$$\Delta H_c = h_{\Pi} + \sum_{j=1}^{c-1} \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \varphi_{jk} \cdot h_{Mjk} - \sum_{j=1}^{c-1} (1,02 \cdot h_{\tau} + \Delta z)_j ; \quad (8.2)$$

$$H_{\text{ПС}c} = \Delta H_c + \sum_{k=1}^{n_{Mc}} \varphi_{ck} \cdot h_{Mck} , \quad (8.3)$$

которые должны удовлетворять ограничениям

$$\begin{cases} \Delta H_c \geq \Delta H_{\min c} \\ H_{\text{ПС}c} \leq H_{\text{ПС} \max c} \end{cases} \quad (8.4)$$

При выполнении условия режим считается возможным, в противном случае режим отвергается.

Выбор рациональных режимов работы нефтепровода

Критерием выбора оптимальных режимов (из числа возможных) является величина **удельных энергозатрат на перекачку 1 тонны нефти** $E_{уд}$

$$E_{уд} = \frac{1}{\rho \cdot Q} \left[N_{ПОТР П} + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \varphi_{jk} \cdot N_{ПОТР Mjk} \right], \quad (8.5)$$

где $N_{ПОТР}$ – потребляемая мощность подпорного ($П$) и магистрального ($М$) насосного агрегата

$$N_{ПОТР} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot h}{\eta_H \cdot \eta_{Э} \cdot \eta_{МЕХ}}; \quad (8.6)$$

где $\eta_H; \eta_{Э}; \eta_{МЕХ}$ – к. п. д. соответственно насоса, электродвигателя и механической передачи.

Зависимость к. п. д. насоса η_H от подачи Q описывается полиномом вида

$$\eta_H = k_1 \cdot Q + k_2 \cdot Q^2 + k_3 \cdot Q^3 . \quad (8.7)$$

Коэффициент полезного действия электродвигателя $\eta_{\text{Э}}$ в зависимости от его коэффициента его загрузки определяется выражением

$$\eta_{\text{Э}} = r_0 + r_1 \cdot K_3 + r_2 \cdot K_3^2 , \quad (8.8)$$

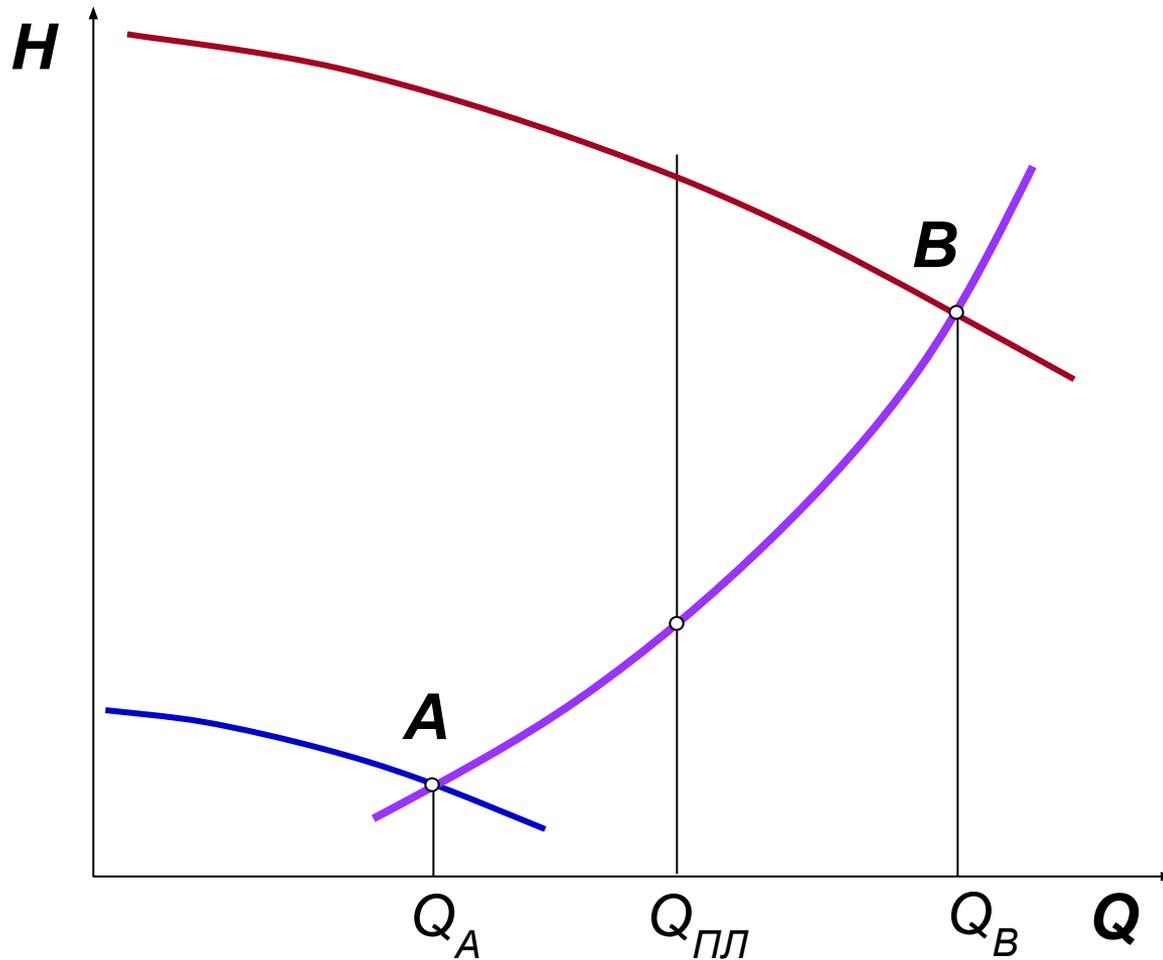
где K_3 – коэффициент загрузки электродвигателя, равный отношению мощности на валу электродвигателя $N_{\text{Э}}$ к его номинальной мощности $N_{\text{ЭН}}$

$$K_3 = \frac{N_{\text{Э}}}{N_{\text{ЭН}}} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot h}{N_{\text{ЭН}} \cdot \eta_H \cdot \eta_{\text{МЕХ}}} . \quad (8.9)$$

$\eta_{\text{МЕХ}}$ – к. п. д. механической передачи $\eta_{\text{МЕХ}} = 0,99$.

Выполнение заданного плана перекачки ($V_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, Q_{\text{пл}} = V_{\text{пл}} / T_{\text{пл}}$) возможно циклически на двух дискретных режимах, удовлетворяющих условию

$$Q_A < Q_{\text{пл}} < Q_B \quad (8.10)$$



Время работы нефтепровода на двух дискретных режимах **A** и **B** определяется решением системы уравнений

$$\begin{cases} Q_A \cdot \tau_A + Q_B \cdot \tau_B = Q_{\text{пл}} \cdot \tau_{\text{пл}} & ; \\ \tau_A + \tau_B = \tau_{\text{пл}} & , \end{cases} \quad (8.11)$$

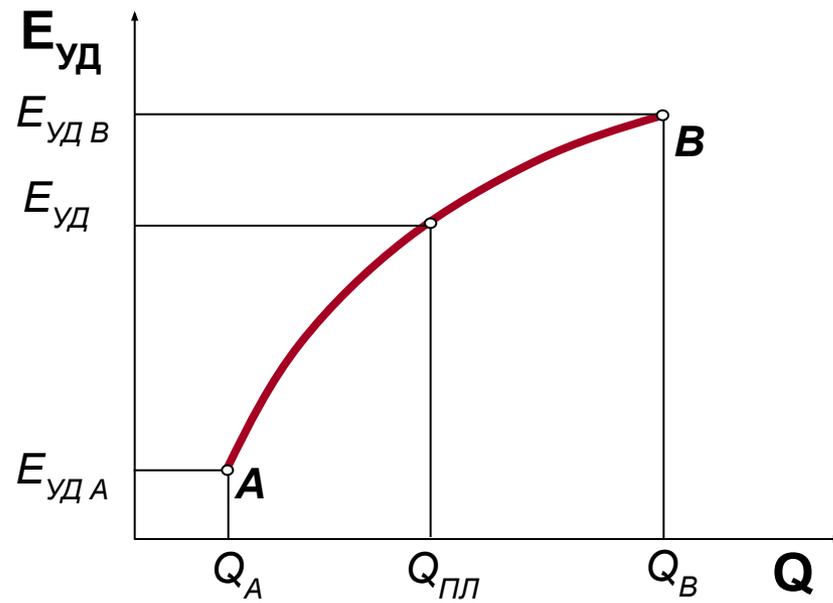
откуда

$$\tau_A = \frac{\tau_{\text{пл}} \cdot (Q_B - Q_{\text{пл}})}{Q_B - Q_A} \quad , \quad \tau_B = \frac{\tau_{\text{пл}} \cdot (Q_{\text{пл}} - Q_A)}{Q_B - Q_A} . \quad (8.12)$$

Удельные энергозатраты в этом случае составят

$$E_{\text{уд}} = \frac{E_{\text{уд}A} \cdot Q_A \cdot (Q_B - Q_{\text{пл}}) + E_{\text{уд}B} \cdot Q_B \cdot (Q_{\text{пл}} - Q_A)}{Q_{\text{пл}} \cdot (Q_B - Q_A)} \quad (8.13)$$

В интервале расходов от Q_A до Q_B суммарные удельные энергозатраты изменяются по закону гиперболы



Найденные для всех возможных режимов работы нефтепровода величины $E_{уд}$ наносят на график в зависимости от Q , после чего через минимальные значения $E_{уд}$ при каждом расходе проводится огибающая линия. Узловыми точками этой линии являются **рациональные режимы** эксплуатации.

Порядок поиска узловых точек:

- определяется производительность перекачки Q_B , соответствующая режиму с минимальными энергозатратами $E_{уд\ min}$;
- для каждого i -го возможного режима перекачки, отвечающего условию $Q_i > Q_B$, рассчитывается значение производной

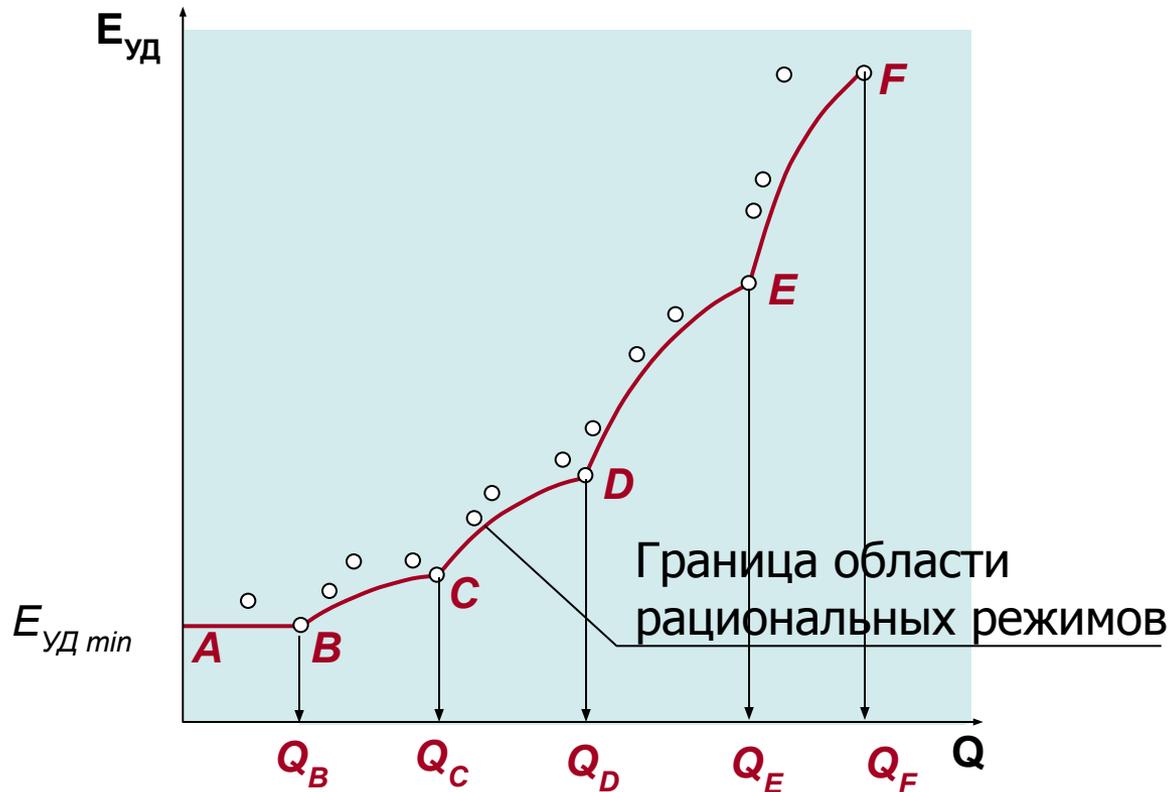
$$\left(\frac{dE_{уд}}{dQ} \right)_i = \left(\frac{Q_i}{Q_B} \cdot \frac{E_{удi} - E_{удB}}{Q_i - Q_B} \right). \quad (8.14)$$

Режим, соответствующий $\left(\frac{dE_{уд}}{dQ} \right)_{Q_i=Q_C}^{min}$,

будет оптимальным в интервале расходов $Q_B < Q < Q_C$ и является следующей узловой точкой огибающей линии.

- далее новой нижней границей интервала расходов назначается значение Q_C и процедура поиска следующей узловой точки при $Q_i > Q_C$ производится аналогично.

Определение границы области рациональных режимов



A, B, C, D, E, F – узловые точки границы рациональных режимов

Расчет режимов работы нефтепровода со сбросами и подкачками

Перекачка нефти по магистральным нефтепроводам нередко сопровождается отборами (сбросами) нефти для снабжения попутных потребителей.

В случае прохождения трассы нефтепровода вблизи нефтепромыслов, может быть организована подкачка нефти в трубопровод.

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

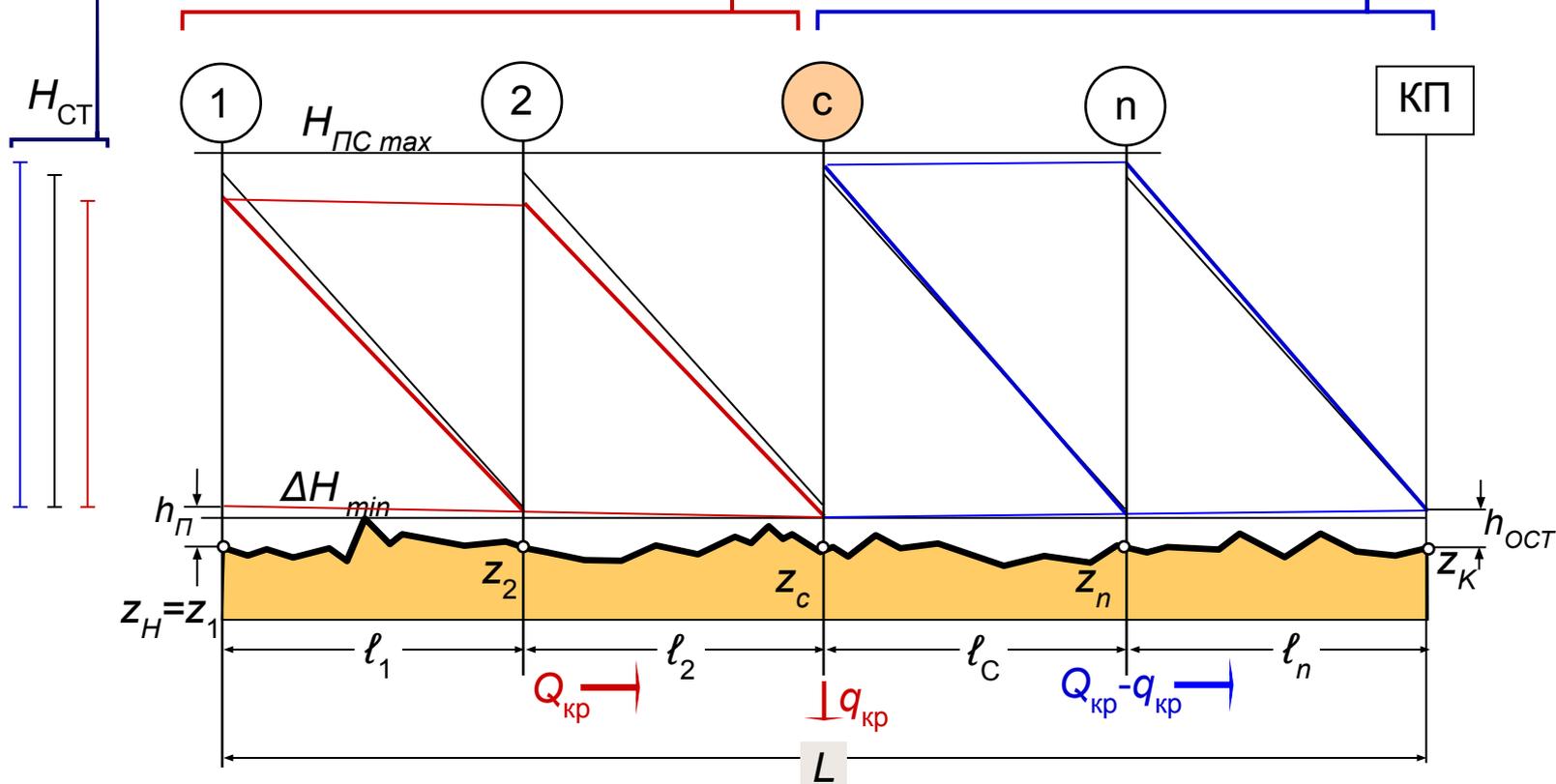
Предположим, что пункт сброса (подкачки) расположен на территории c -й НПС. В этом случае нефтепровод разделяется на два участка, разделенные пунктом сброса (подкачки). Примем для простоты что все НПС оборудованы однотипными насосами:

$$H_{CT} = A - B \cdot Q^{2-m} \quad , \text{ где } \quad A = m_M \cdot a_M \quad B = m_M \cdot b_M$$

Нефтепровод со сбросом

Участок до пункта сброса

Участок за пунктом сброса



$$\sum_{i=1}^{c-1} \varpi_i ; (z_c - z_H)$$

$$\sum_{i=c}^n \varpi_i ; (z_K - z_c)$$

Уравнение баланса напоров на участке **до пункта сброса**

$$h_{\Pi} + (c - 1) \cdot (A - B \cdot Q_{KP}^{2-m}) = 1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \varpi_i \cdot Q_{KP}^{2-m} + (z_c - z_H) + \Delta H_{\min} \quad (8.15)$$

Расход на участке до пункта сброса

$$Q_{KP} = \left[\frac{h_{\Pi} + (c - 1) \cdot A - (z_c - z_H) - \Delta H_{\min}}{1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \varpi_i + (c - 1) \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.16)$$

Уравнение баланса напоров на участке **за пунктом сброса**

$$\begin{aligned} \Delta H_{\min} + (n - c + 1) \cdot \left[A - B \cdot (Q_{KP} - q_{KP})^{2-m} \right] = \\ = 1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=c}^n \varpi_i \cdot (Q_{KP} - q_{KP})^{2-m} + (z_K - z_C) + h_{OCT} \end{aligned} \quad (8.17)$$

Расход критического сброса

$$q_{KP} = Q_{KP} - \left[\frac{\Delta H_{\min} + A \cdot (n - c + 1) - (z_K - z_C) - h_{OCT}}{1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=c}^n \varpi_i + B \cdot (n - c + 1)} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.18)$$

Если расход сброса превышает q_{KP} , следует уменьшить напоры НПС, расположенных за пунктом сброса.

Уравнение баланса напоров на участке **за пунктом подкачки**

$$H_{\text{ПС max}} + (n - c) \cdot (A - B \cdot Q_{\text{КР}}^{2-m}) = 1,02 \cdot f \cdot \left(\sum_{i=c}^n \varpi_i \right) \cdot Q_{\text{КР}}^{2-m} + (z_K - z_C) + h_{\text{ОСТ}} \quad (8.19)$$

Расход на участке за пунктом подкачки

$$Q_{\text{КР}} = \left[\frac{H_{\text{ПС max}} + (n - c) \cdot A - (z_K - z_C) - h_{\text{ОСТ}}}{1,02 \cdot f \cdot \left(\sum_{i=c}^n \varpi_i \right) + (n - c) \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.20)$$

Подпор перед **с**-й НПС в случае критической подкачки

$$\Delta H_C = H_{\text{ПС max}} - (A - B \cdot Q_{\text{КР}}^{2-m}) \quad (8.21)$$

Уравнение баланса напоров на участке **до пункта подкачки**

$$\begin{aligned}
 & h_{\Pi} + (c - 1) \cdot \left[A - B \cdot (Q_{KP} - q_{KP})^{2-m} \right] = \\
 & = 1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \varpi_i \cdot (Q_{KP} - q_{KP})^{2-m} + (z_C - z_H) + \Delta H_C
 \end{aligned}
 \tag{8.22}$$

Расход критической подкачки

$$q_{KP} = Q_{KP} - \left[\frac{h_{\Pi} + (c - 1) \cdot A - (z_C - z_H) - \Delta H_C}{1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \varpi_i + (c - 1) \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}}
 \tag{8.23}$$

Если расход подкачки превышает q_{KP} , следует уменьшить напоры НПС, расположенных до пункта подкачки.

Увеличение пропускной способности нефтепровода

В процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов может возникнуть необходимость перераспределения грузопотоков нефти.

Выходом 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 удвоением числа НПС, либо прокладкой дополнительных лупингов.

Рассмотрим возможности каждого из методов на примере одного эксплуатационного участка.

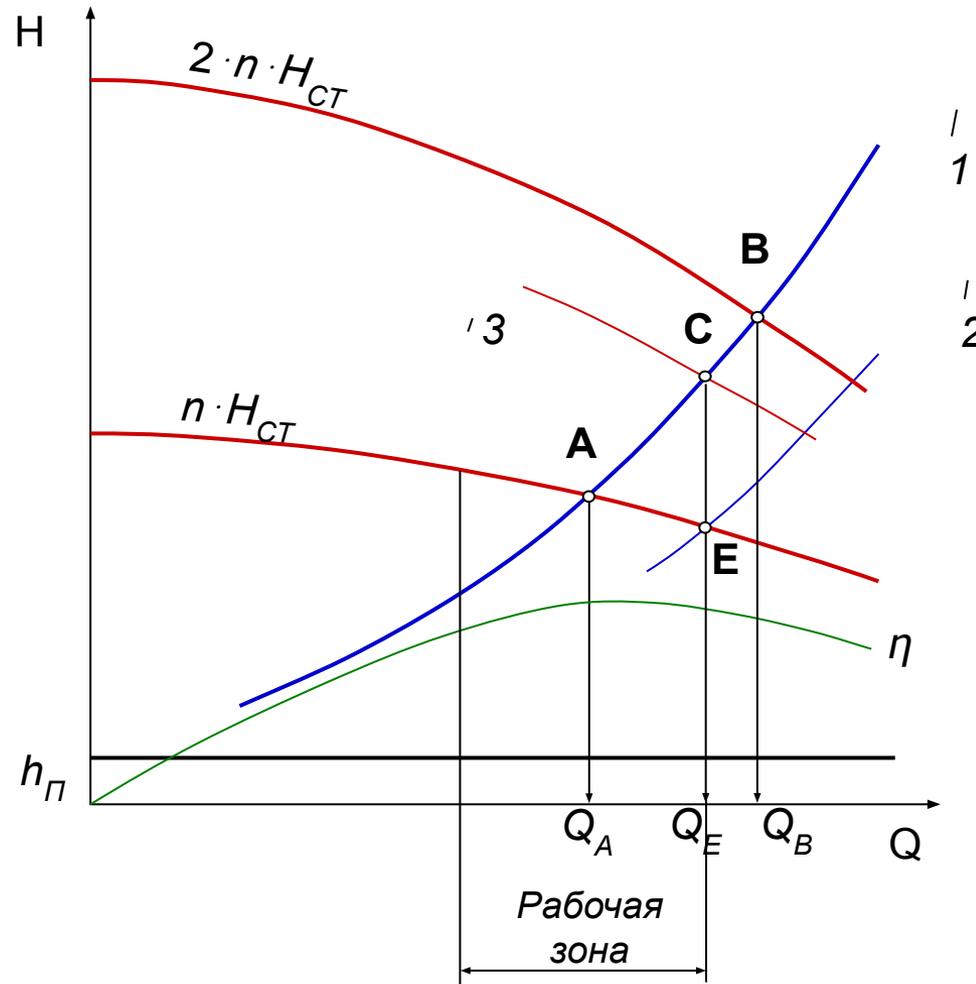
Число НПС - n ; насосы однотипные

$$H_{CT} = A - B \cdot Q^{2-m}$$

где

$$A = m_M \cdot a_M$$

$$B = m_M \cdot b_M$$



Удвоение числа НПС

Из уравнения баланса напоров выразим расходы:

до удвоения НПС

$$Q_A = \left[\frac{h_{\Pi} + n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}{1,02 \cdot f \cdot L_p + n \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.24)$$

после удвоения НПС

$$Q_B = \left[\frac{h_{\Pi} + 2 \cdot n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}{1,02 \cdot f \cdot L_p + 2 \cdot n \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.25)$$

Коэффициент увеличения пропускной способности при удвоении НПС

$$\chi_{\text{НПС}} = Q_B / Q_A \quad (8.26)$$

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

Полагая, что $(h_{\Pi} - \Delta z - h_{\text{ост}}) \ll n \cdot A$

обозначив $\frac{n \cdot B}{1,02 \cdot f \cdot L_P} = W$,

можно записать

$$\chi_{\text{НПС}} \approx \left(\frac{2}{1 + \frac{W}{1+W}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (8.27)$$

Если предположить, что напор НПС не зависит от подачи, то

$$\chi_{\text{НПС}} \approx 2^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.28)$$

Прокладка лупинга

Из уравнения баланса напоров выразим расходы:

до прокладки лупинга

$$Q_A = \left[\frac{h_{\Pi} + n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}{1,02 \cdot f \cdot L_P + n \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.29)$$

после прокладки лупинга длиной ℓ_{Π}

$$Q_E = \left\{ \frac{h_{\Pi} + n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}{1,02 \cdot f \cdot L_P \left[1 - \frac{\boxtimes \ell_{\Pi}}{L_P} \cdot (1 - \omega) \right] + n \cdot B} \right\}^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.30)$$

Коэффициент увеличения пропускной способности при прокладке лупинга $\chi_{\text{л}} = Q_{\text{Е}} / Q_{\text{А}}$

$$\chi_{\text{л}} = \frac{Q_{\text{Е}}}{Q_{\text{А}}} = \left[\frac{1+W}{1 - \frac{\boxtimes_{\text{л}}}{L_{\text{Р}}} \cdot (1-\omega) + W} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.31)$$

Если предположить, что напор НПС не зависит от подачи, то

$$\chi_{\text{л}} \approx \frac{1}{\left[1 - \frac{\boxtimes_{\text{л}}}{L_{\text{Р}}} \cdot (1-\omega) \right]^{\frac{1}{2-m}}} \quad (8.32)$$

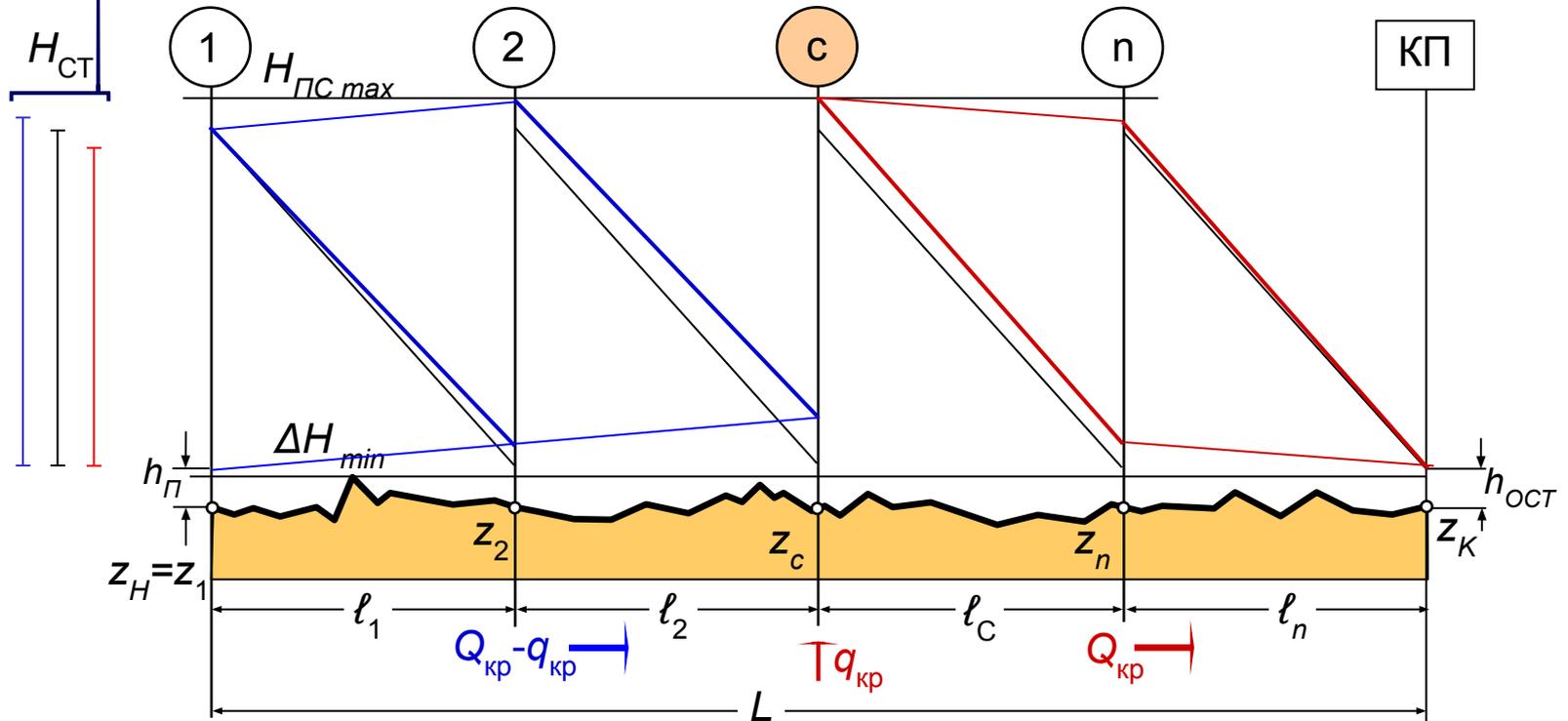
При заданном $\chi_{\text{л}}$ длина лупинга составит

$$\boxtimes_{\text{л}} = \frac{L_{\text{Р}}}{1-\omega} \cdot \left(1 - \frac{1}{\chi_{\text{л}}^{2-m}} \right) \quad (8.33)$$

Нефтепровод с подкачкой

Участок до пункта подкачки

Участок за пунктом подкачки



$$\sum_{i=1}^{c-1} \Delta H_i ; (z_c - z_H)$$

$$\sum_{i=c}^n \Delta H_i ; (z_K - z_c)$$

Уравнение баланса напоров на участке **за пунктом подкачки**

$$H_{\text{ПС max}} + (n - c) \cdot (A - B \cdot Q_{\text{КР}}^{2-m}) = 1,02 \cdot f \cdot \left(\sum_{i=c}^n \lambda_i \right) \cdot Q_{\text{КР}}^{2-m} + (z_{\text{к}} - z_{\text{с}}) + h_{\text{ОСТ}} \quad (8.19)$$

Расход (максимальный) на участке за пунктом подкачки

$$Q_{\text{КР}} = \left[\frac{H_{\text{ПС max}} + (n - c) \cdot A - (z_{\text{к}} - z_{\text{с}}) - h_{\text{ОСТ}}}{1,02 \cdot f \cdot \left(\sum_{i=c}^n \lambda_i \right) + (n - c) \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.20)$$

Подпор перед **с**-й НПС в случае критической подкачки

$$\Delta H_{\text{с}} = H_{\text{ПС max}} - (A - B \cdot Q_{\text{КР}}^{2-m}) \quad (8.21)$$

Уравнение баланса напоров на участке **до пункта подкачки**

$$\begin{aligned}
 & h_{\Pi} + (c - 1) \cdot \left[A - B \cdot (Q_{KP} - q_{KP})^{2-m} \right] = \\
 & = 1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \varpi_i \cdot (Q_{KP} - q_{KP})^{2-m} + (z_C - z_H) + \Delta H_C
 \end{aligned}
 \tag{8.22}$$

Расход критической подкачки

$$q_{KP} = Q_{KP} - \left[\frac{h_{\Pi} + (c - 1) \cdot A - (z_C - z_H) - \Delta H_C}{1,02 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \varpi_i + (c - 1) \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}}
 \tag{8.23}$$

Если требуемый расход подкачки превышает q_{KP} , следует уменьшить напоры НПС, расположенных до пункта подкачки.

Увеличение пропускной способности нефтепровода

В процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов может возникнуть необходимость перераспределения грузопотоков нефти.

Выходом является либо строительство новых (параллельных) нефтепроводов, либо увеличение пропускной способности существующих магистралей.

Последний вариант можно осуществить изменением $(Q-H)$ характеристики нефтеперекачивающих станций или линейной части трубопровода таким образом, чтобы рабочая точка переместилась вправо.

Это может быть достигнуто либо удвоением числа НПС, либо прокладкой дополнительных лупингов.

Рассмотрим возможности каждого из методов на примере одного эксплуатационного участка.

Удвоение числа НПС

Из уравнения баланса напоров выразим расходы:

до удвоения НПС

$$Q_A = \left[\frac{h_{\Pi} + n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}{1,02 \cdot f \cdot L_p + n \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.24)$$

после удвоения НПС

$$Q_B = \left[\frac{h_{\Pi} + 2 \cdot n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}{1,02 \cdot f \cdot L_p + 2 \cdot n \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.25)$$

Коэффициент увеличения пропускной способности при удвоении НПС

$$\chi_{\text{НПС}} = Q_B / Q_A$$

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

или после преобразования

$$\chi_{\text{НПС}} = \left(\frac{1 + \frac{n \cdot A}{h_{\text{П}} + n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}}{1 + \frac{n \cdot B}{1,02 \cdot f \cdot L_P + n \cdot B}} \right)^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.26)$$

Полагая, что $(h_{\Pi} - \Delta z - h_{\text{ост}}) \ll n \cdot A$

обозначив $\frac{n \cdot B}{1,02 \cdot f \cdot L_p} = W$,

можно привести (8.26) к виду

$$\chi_{\text{НПС}} \approx \left(\frac{2}{1 + \frac{W}{1+W}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (8.27)$$

Если предположить, что напор НПС не зависит от подачи ($W=0$), то

$$\chi_{\text{НПС}} \approx 2^{\left(\frac{1}{2-m} \right)} \quad (8.28)$$

Прокладка лупинга

Из уравнения баланса напоров выразим расходы:

до прокладки лупинга

$$Q_A = \left[\frac{h_{\Pi} + n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}{1,02 \cdot f \cdot L_P + n \cdot B} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.29)$$

после прокладки лупинга длиной $\ell_{\text{л}}$

$$Q_E = \left\{ \frac{h_{\Pi} + n \cdot A - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}{1,02 \cdot f \cdot L_P \left[1 - \frac{\ell_{\text{л}}}{L_P} \cdot (1 - \omega) \right] + n \cdot B} \right\}^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.30)$$

Коэффициент увеличения пропускной способности при прокладке лупинга $\chi_{\text{л}} = Q_{\text{Е}} / Q_{\text{А}}$

$$\chi_{\text{л}} = \frac{Q_{\text{Е}}}{Q_{\text{А}}} = \left[\frac{1+W}{1 - \frac{\boxtimes_{\text{л}}}{L_{\text{Р}}} \cdot (1-\omega) + W} \right]^{\frac{1}{2-m}} \quad (8.31)$$

Если предположить, что напор НПС не зависит от подачи, то

$$\chi_{\text{л}} \approx \frac{1}{\left[1 - \frac{\boxtimes_{\text{л}}}{L_{\text{Р}}} \cdot (1-\omega) \right]^{\frac{1}{2-m}}} \quad (8.32)$$

При заданном $\chi_{\text{л}}$ длина лупинга составит

$$\boxtimes_{\text{л}} = \frac{L_{\text{Р}}}{1-\omega} \cdot \left(1 - \frac{1}{\chi_{\text{л}}^{2-m}} \right) \quad (8.33)$$