Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей

Специальные технологии перекачки высоковязких и застывающих нефтей

1) Технологии, не изменяющие реологические свойства перекачиваемых нефтей

2) Технологии, связанные с изменением реологических свойств нефти (вязкости, предельного напряжения сдвига и др.):

А) Физические методы (перекачка в газонасыщенном состоянии, повышение температуры потока нефти, применение трубопроводов-спутников, использование внешнего или внутреннего обогрева трубопровода с тепловой изоляцией или без неё)

Б) Физико-химические методы (перекачка в виде эмульсий нефти в воде с использованием стабилизирующих поверхностно-активных веществ (ПАВ) или без них, разбавление перекачиваемой нефти маловязкими нефтями, термообработка путём нагрева до определённой температуры с последующим её охлаждением, обработка депрессорной присадкой);

В) Химические методы (депарафинизация, деасфальтизация, термодеструкция).

1) Первоначально был разработан метод транспорта нефти в нагретом состоянии.

2) Затем предложены такие технологии, как гидротранспорт высокозастывающих нефтей, применение углеводородных разбавителей и термообработка.

3) Позднее появились предложения по использованию при перекачке депрессоров – химических соединений, улучшающих реологические свойства парафинистых нефтей.

- **Основные запасы нефти**, сосредоточенные в северных регионах России, добывают в **экстремальных климатических условиях**.

- **Основные проблемы** при эффективной добыче нефти могут стать **парафинизация нефтепроводов** и **образование коррозии под теплоизоляцией** (КПИ).

Отложения парафина нефтепровода

- В настоящее время, **добываемая нефть** содержит в своем составе **от 2,5 до 5% парафина**, который не опасен, если температура транспортируемой жидкости составляет более 35 °С.

- **Основными причинами, влияющими на отложение парафина**, являются:
  - физико-химические свойства перекачиваемой нефти, т.е. химический состав нефти;
  - изменение температурного режима (охлаждение) нефти в процессе перекачки;
  - изменение содержания растворенных газов;
  - характер режима перекачки (изменение давления, остановки).

- Температура плавления такой массы зависит от ее состава и колеблется от 40 до 50° С.
- Вязкость, застывание парафинистой нефти, **зависит от количества** находящегося в ней **парафина и температуры** ⇒ чем больше содержание парафина и ниже температура нефти, тем **больше увеличивается ее вязкость и тем меньше ее тягучесть**.

Парафин в виде кристаллов, выделяющийся из нефти в процессе транспортировки по нефтепроводам

- Научные исследования ⇒ **отложения** располагаются вдоль нефтепровода **неравномерно**.

- **Начальный участок** нефтепровода (температура выше температуры начала выпадения кристаллов парафина) ⇒ **отложение** парафина **незначительно**.

- **С понижением температуры** парафин начинает интенсивно выделяться и откладываться **на стенках трубы**.

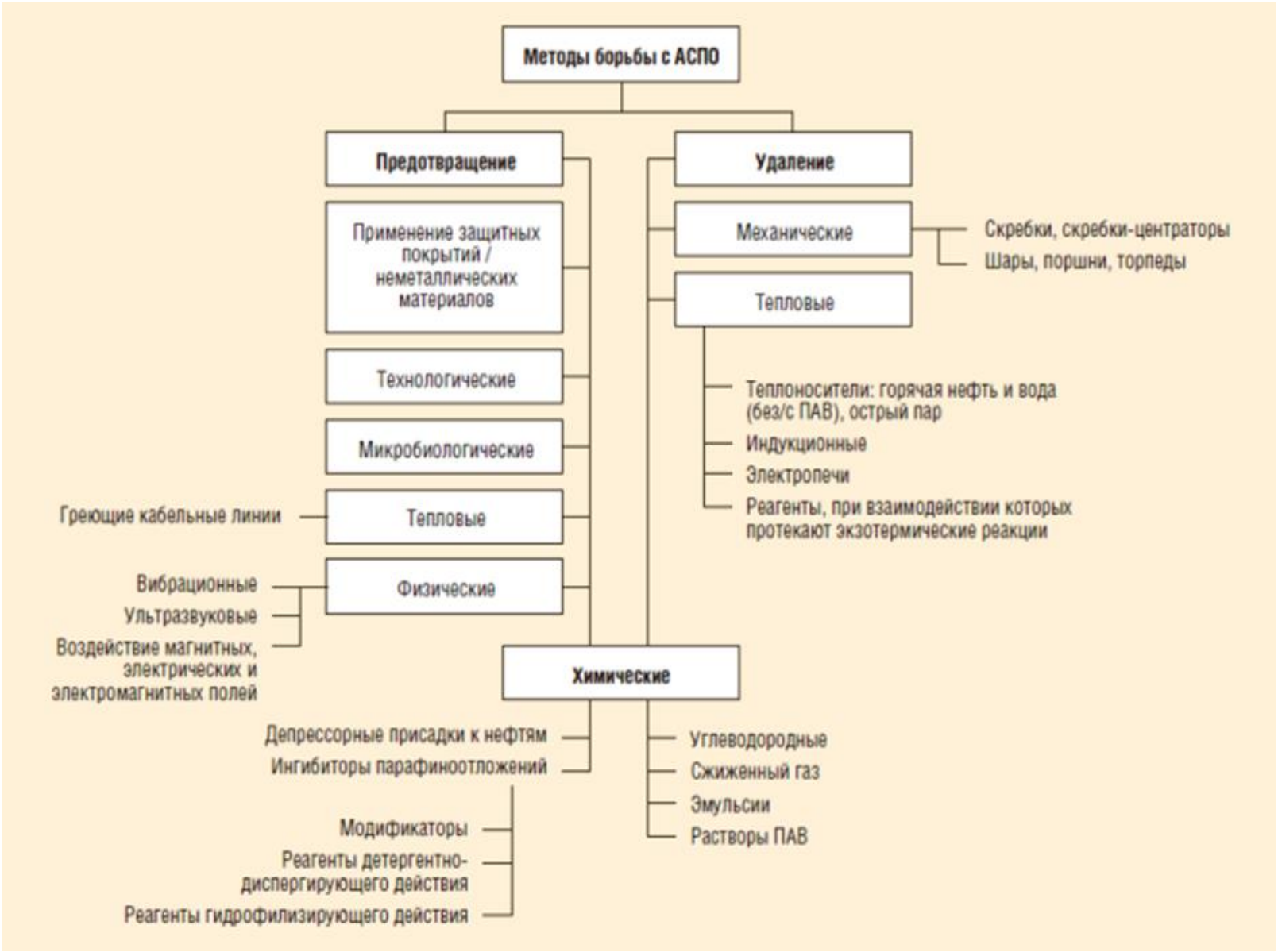
- Затем **толщина отложения** парафина по длине нефтепровода **уменьшается** ⇒ **нефть движется уже с постоянной температурой**, равной температуре грунта, и **основная масса парафина уже выпала** из потока отложившись на предыдущем участке.

- **Основные объекты**, в которых наблюдается **образование отложений парафина**, являются:
  - скважинные насосы;
  - насосно-компрессорные трубы;
  - выкидные линии от скважин;
  - резервуары промысловых сборных пунктов;
  - трубопроводы транспортировки нефти.

- На отложение парафинистых отложений влияет шероховатость стенок труб ⇒ микронеровности – очаги вихреобразования, разрыва слоя, **замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы**.

это причина образования центров кристаллизации отложений, прилипания кристаллов парафина к поверхности труб, блокирования их движения между выступами и впадинами поверхности.

Если **значение шероховатости поверхности труб соизмеримо с размером кристаллов парафина**, либо меньше его, **процесс образования отложений затруднен**.



Методы борьбы с АСПО

Пункты подогрева нефти (ППН) на примере ППН МН «Заполярье –Пур-Пе»

- ППН – собой **комплекс технологического оборудования**, размещаемого в зданиях и сооружениях **для обеспечения безопасного подогрева нефти** и нефтепродуктов на объектах МН в объемах и **до температур**, определяемых настоящим документом и **уточняемых в проектной документации**.
- **Подогрев** нефти и нефтепродуктов осуществляется **в теплообменных аппаратах**. Для нагрева перекачиваемой нефти в кожухотрубных теплообменниках до температуры, предусмотренной Температурным графиком работы термомасляной котельной (максимальная температура +50 ˚С).
- **Регулирование температуры нефти** на выходе ППН $\Rightarrow$ за счет изменения температуры теплоносителя, для нагрева которого устанавливаются **котельные**.
- При необходимости осуществляется смешение потока горячей нефти/нефтепродуктов с потоком холодной нефти/нефтепродуктов в технологическом трубопроводе на выходе ППН.
- Регулирование заданной температуры осуществляется с помощью узла регулирования температуры, устанавливаемого на байпасном к теплообменникам трубопроводе.

Состав **каждой блочно-модульной котельной ППН** должны входить:

- ✓ **котлы** с запорно-регулирующей и предохранительной арматурой, предназначенные для работы **на жидком или газообразном видах топлива**;
- ✓ **система топливоснабжения** с запорно-регулирующей и предохранительной арматурой, обогреваемые топливные емкости в количестве **не менее двух емкостей основного или резервного топлива**;
- ✓ **насосное оборудование** с запорно-регулирующей и предохранительной арматурой;
- ✓ **система подпитки и дренажа теплоносителя в составе расширительного резервуара** (с автоматической подпиткой) и дренажного резервуаров, резервуара-хранилища (при необходимости),
- ✓ трубопроводов с запорно-регулирующей и предохранительной арматурой.

- Должна быть обеспечена возможность плавного регулирования тепловой мощности котельной в пределах от 30 % до 100 % $\Rightarrow$ задание необходимой установки температуры теплоносителя на выходе котельной.

- Требуемая тепловая мощность котельной должна обеспечиваться установкой необходимого количества котлов.

- Запас мощности котельной должен определяться теплогидравлическим расчетом **с учетом неопределенности реологических свойств нагреваемой среды** для абсолютных значений климатических условий.

- **Технические характеристики котлов**:
  - КПД не менее 85 %,
  - рабочая температура прямой линии не более 300ºС,
  - рабочая температура обратной линии не более 180 ºС.

- Все котлы должны **иметь сертификаты соответствия требованиям российских норм и стандартов** и иметь разрешение на применение, выданное Ростехнадзором.

- **Котлы**, **технологическое и вспомогательное оборудование**, **запорная и регулирующая арматура**, **приборы и средства контроля и регулирования** должны иметь технический паспорт, инструкции по монтажу, наладке и эксплуатации на русском языке.

Блоки котельных, в зависимости от потребностей заказчика, должны поставляться в двух конфигурациях (**тепловой мощности**)

для путевого подогрева нефти

для подогрева нефти в резервуарах

Котлоагрегаты «OMV4000/300oC», производства «BONO ENERGIA» (Италия), установленные на пункте подогрева нефти НПС «Пурпе»

- На выходе газового тракта котла ⇒ точки отбора проб выбросов в соответствии с методическим пособием.

- Теплоносители на ППН: термальное масло, теплофикационная вода и специальные водные растворы.
- Например, теплоноситель – термальное масло Therminol ADX 10.

Используется в диапазоне температур от -80°С до +300°С.

Назначение:

Применяется в **системах теплообмена с высокими требованиями к низким температурам**.

Преимущества:

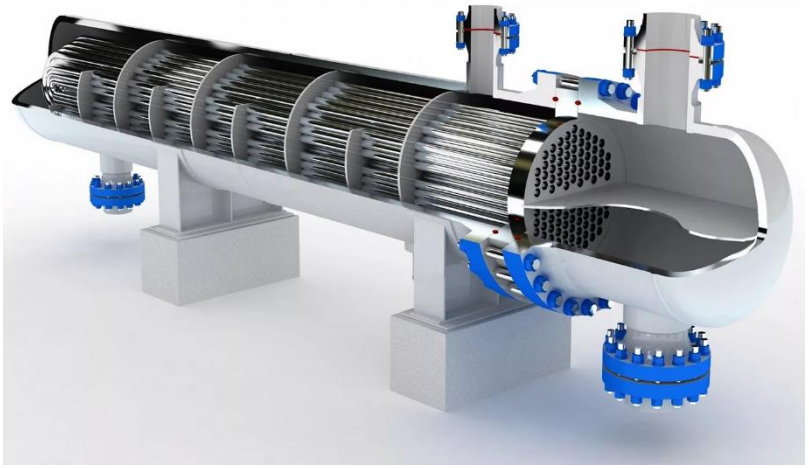
применяется в установках **непрямой передачи тепла** (назначение - нагрев нефти, не распределяя тепло).

В **состав теплообменных систем** обычно входят: термомасляные котлы или печи, теплообменники, реакторы, котлы утилизаторы.

Установки непрямого нагрева могут применяться в составе систем подготовки нефти (УПН), газа (УПГ), углеводородов (УКПНГ), перекачки нефти, производства медикаментов и др.

Terminol ADX10:
обладает отличной прокачиваемостью при низких температурах;
не требует предпускового подогрева и электрического обогрева трубопроводов.
Основные физические, химические и термические характеристики:
Состав: прозрачная светло-жёлтая жидкость ⇒ смесь синтетических ароматических углеводородов (углерод С встречается в виде различных соединений с водородом Н);
Максимальная рабочая температура: +300;
Плотность:
при 20°С - 857 кг/м3
при 100°С - 801 кг/м3
при 250°С - 686 кг/м3

Кожухотрубчатые теплообменные аппараты с U-образными трубами



Преимуществами термических масел по сравнению с водой и паром:

- ✓ работают в **широком температурном диапазоне** от - 80°С до + 300°С; **исключено размораживание** каких-либо участков **системы**, обеспечивается легкий запуск при любой минусовой температуре;
- ✓ **не требуют** использования **насосов и котлов высокого давления** (термомасло из-за своей высокой точки кипения (1 кгс/см^2: +293°С), может циркулировать в системе почти без давления);
- ✓ обеспечение **равномерного распределения тепла**;
- ✓ у термомасел – очень **высокий коэффициент теплоотдачи** и при этом **отличная теплоемкость**;
- ✓ **препятствуют коррозии** в отопительных системах, а также ином оборудовании;
- ✓ является **чистым в плане экологии веществом**, при его использовании нет вредных выбросов в окружающую среду, а весь **технологический цикл – абсолютно закрытый**.

Теплоотдача – это физический процесс переноса теплоты (холода) между поверхностью твердых тел и омывающими их рабочими средами (теплоносителями), **Вт/м К**.

Теплоемкость – количество теплоты, поглощаемой телом при нагревании на 1 градус или отношение количества теплоты, поглощаемой телом при бесконечно малом изменении его температуры, к этому изменению Т **Дж/(кг·К)**.

Недостатки термического масла:

- ✓ **пожарная опасность**;
- ✓ периодически масло должно сдаваться на анализ (высокая стоимость проведения анализа);
- ✓ масло теплоноситель имеет ограниченный срок службы, после чего возникают проблемы с его утилизацией;
- ✓ дорогостоящая арматура при использовании термомасел;
- ✓ более высокая квалификация обслуживающего персонала систем.

Пункт подогрева нефти ⇒ для **увеличения пропускной способности** нефтепровода «Уса-Ухта».

Расчетная производительность ППН: 23,3 млн.т/год. (66,57 тыс.т/сут, 2774 тн/час) при нагреве транспортируемой нефти от +15ºС до +40ºС.
Число часов работы ППН - 8760 часов в год.
Режим работы пункта подогрева нефти:
Расчетная производительность ППН: 23,3 млн.т/год. (66,57 тыс.т/сут, 2774 тн/час) при нагреве транспортируемой нефти от +15ºС до +40ºС
(**2 теплообменника «вода-нефть» в работе, 1 в резерве**)

- минимальная температура нефти на входе НПС «Чикшино» +15 ºС;
- максимальная температура нефти (на выходе из ППН) + 40 ºС;
- рабочее давление в нефтяном коллекторе ППН – 1,3 … 2,5 МПа;
- расчетное давление 4,0 МПа.

- расчетный перепад давления по нефти на ППН при номинальной производительности – 258 кПа:
- допустимый перепад давления нефти на ППН – 316 кПа.

Минимально-возможная производительность ППН **по нефти:**
30 % от расчетной производительности (832 тн/час).

Максимально-возможная производительность ППН **по нагреву нефти:**
110 % от расчетной производительности (3051 тн/час).

Объекты площадки пункта подогрева нефти

Здание с габаритом 18,0×75,5 м, в котором находятся:

- насосный зал;
- котельный зал;
- операторная;
- помещение вытяжной вентиляции насосного зала ППН;
- помещение приточной вентиляции насосного зала ППН и котельной ППН;
- помещение контроллерной;
- бытовые помещения.

Вне помещения установлены:

- емкость запаса воды, V=50 $м^3$;
- емкости запаса топлива (нефти) для котлов V=100 $м^3$;
- емкость запаса дизельного топлива V=8 $м^3$;
- дренажная емкость V=63 $м^3$ оборудованная насосом 12НА-9×4;
- комбинированные эстакады с трубопроводами технологической обвязки оборудования, кабельными линиями силовых и контрольных цепей управления.

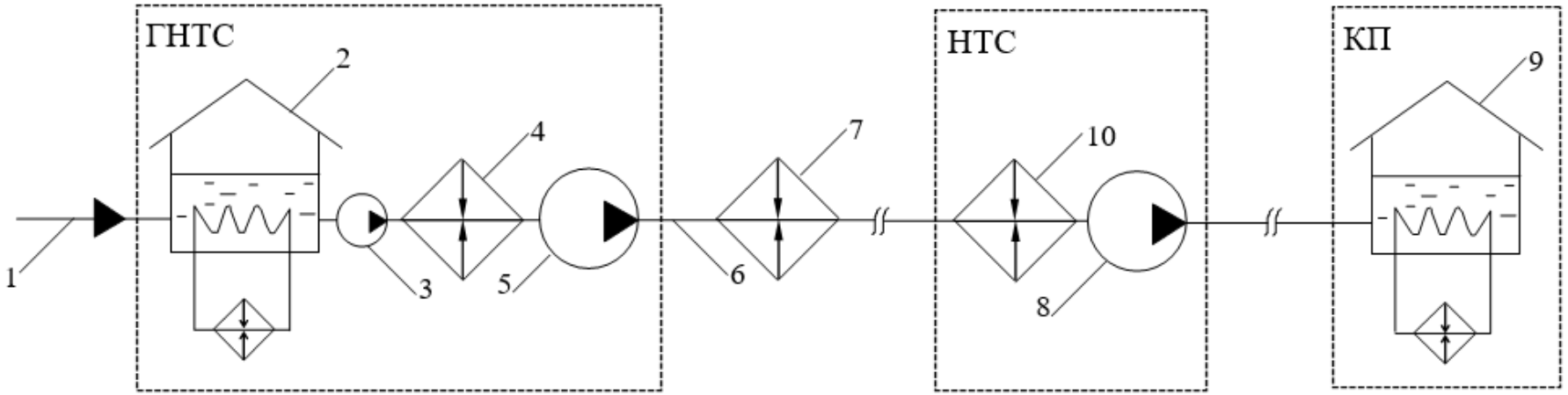
Операторная пункта подогрева нефти

Пункт подогрева нефти НПС «Приводино»

- **Предназначен для увеличения пропускной способности нефтепровода «Ухта-Ярославль».**
- **Расчетная производительность** 23,4 млн.т/год (1500-6000 м^3/ч) при нагреве транспортируемой нефти от +15ºС до +40ºС (**5 теплообменников «тосол-нефть» в работе, 1 в резерве**)
- **Число часов работы** ППН - 8760 часов в год.

- **Режим работы ППН**:
  - **минимальная температура нефти** в резервуарном парке НПС «Приводино» +3 ºС;
  - **максимальная температура нефти** (на выходе из ППН) +40ºС ;
  - рабочее давление в нефтяном коллекторе ППН – 0,8 … 2,5 МПа;
  - расчетное давление 2,5 МПа;
  - потери напора (**перепад давления вход/выход**) нагреваемой среды при максимальном расходе – 0,1 МПа.

Принципиальная технологическая схема «горячей» перекачки



1- подводящий трубопровод; 2,9 - резервуары; 3 - подводящий насос;
4,7,10 - дополнительные подогреватели (печи подогрева); 5,8 - основные насосы

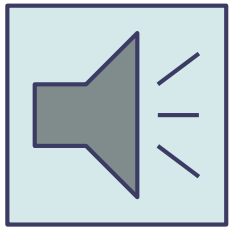
ГНТС- головная насосно-тепловая станция;
НТС- насосно-тепловая станция; КП- конечный пункт

- **Реологические свойства** высоковязких и высокозастывающих нефтей (вязкость, напряжения сдвига, температура застывания) зависят от компонентного состава.

- Кроме трех основных классов углеводородов (парафиновых, нафтеновых и ароматических) практически всегда нефти содержат значительное количество смол и асфальтены.

- Наличие парафина в нефти приводит **при понижении температуры** к проявлению неньютоновских свойств ⇒ нефть приобретает свойства гелеобразных систем.

Дальнейшее понижение температуры ⇒ полная потеря подвижности – “застывание нефти”.



- Высоковязкие беспарафинистые нефти остаются **ньютоновскими** в широком диапазоне температур.
- Высокопарафинистые нефти имеют **аномальную вязкость** при сравнительно **высоких температурах**.

Условно:

- высоковязкие нефти – нефти с вязкостью > 2 Ст;
- высокозастывающие – нефти с температурой застывания $t_з$ > 0.

Неньютоновским поведением обладают жидкости, для которых характерно следующее:

- силы взаимодействия между молекулами достаточно велики;
- заметная часть молекул жидкости сильно вытянута;
- в жидкости присутствуют взвешенные частицы.

Обычно неньютоновские жидкости **сильно неоднородны и состоят из крупных молекул**, образующих сложные пространственные структуры.

1. Реологические свойства высоковязких и высокозастывающих нефтей

❑ Ньютоновская жидкость

(Все эти жидкости имеют одинаковый вид зависимости напряжения сдвига τ (напряжение сил трения на поверхности соприкосновения слоев жидкости) от градиента скорости по радиусу $\left|\frac{d\omega}{dr}\right|$ (скорости сдвига).

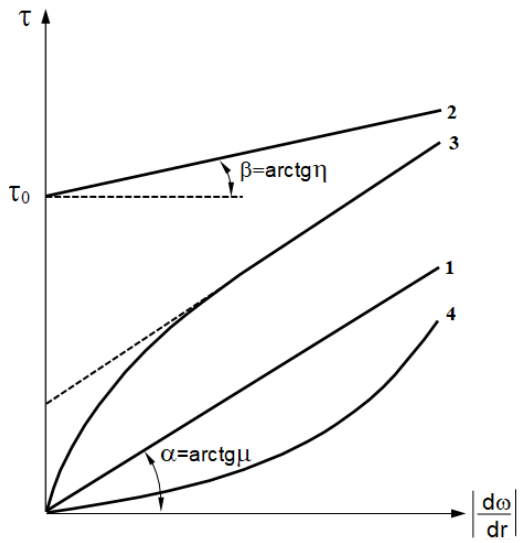


Рис. 1. Кривая течения жидкости

Зависимость напряжения сдвига от скорости для различных жидкостей:

1- **ньютоновских**;

2 - **пластичных (бингамовских)**;

3 - **псевдопластичных**;

4 - **дилатантных**

Для ньютоновских жидкостей кривая течения описывается уравнением Ньютона

$$\tau = \mu \cdot \left|\frac{d\omega}{dr}\right|$$

- **Псевдопластичные жидкости** – это неньютоновские жидкости, вязкость которых уменьшается при увеличении напряжения сдвига.

До приложения напряжения сдвига эти жидкости имеют высокую вязкость и на первый взгляд схожи с жидкостью Бингама, но у них нет предела текучести. **Пример**: майонез и кетчуп. Почти все продукты, которые могут быть упакованы в мягкие контейнеры, являются псевдопластичными жидкостями.

- **Дилатантные жидкости** – это неньютоновские жидкости, вязкость которых увеличивается при увеличении напряжения сдвига.

Противоположны псевдопластичным жидкостям. **Пример**: смесь крахмала и воды в соотношении 1:1. Когда смесь аккуратно выливается, она течет, как вода, но при быстром перемешивании палкой превращается в густую смесь, которую становится трудно вылить.

- **Жидкости Бингама (Бингама-Шведова)**

Жидкости не текут до тех пор, пока приложенное напряжение сдвига не достигнет **определенного значения** (**предел текучести**). Пластичным течением обладают суспензии, в которых частицы, соприкасаясь друг с другом, образуют внутренний каркас. Течение такой системы возникает только после разрушения ее структуры (каркаса) $\Rightarrow$ подвижность частиц относительно друг друга. **Пример:** сливочное масло можно намазать на хлеб, приложив некоторое усилие, но если этого не сделать – масло не сдвинется с места. Сила, необходимая для движения масла, называется пределом текучести. Когда вещество имеет предел текучести, но сохраняет постоянную вязкость при течении, ведя себя как ньютоновская жидкость, то оно называется «жидкостью Бингама».

1. Реологические свойства высоковязких и высокозастывающих нефтей

- **Неньютоновская жидкость**

(В него объединены все те жидкости, кривая течения которых отличается от кривой 1).

- пластичные (или бингамовские);
- псевдопластичные;
- дилатантные.

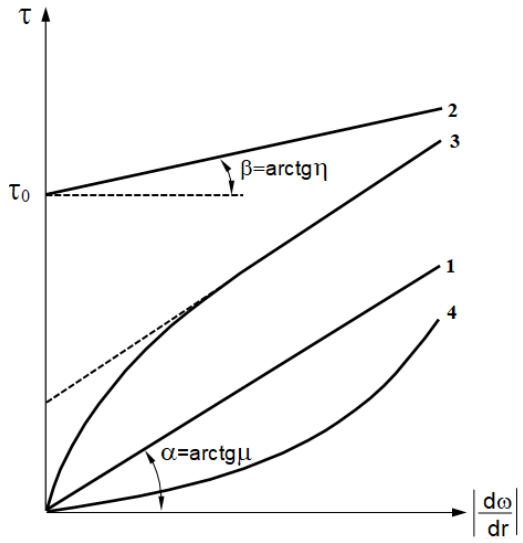


Рис. 1. Кривая течения жидкости

Зависимость напряжения сдвига от скорости для различных жидкостей:
1- ньютоновских;
2 - пластичных (бингамовских);
3 - псевдопластичных;
4 - дилатантных

Для неньютоновских жидкостей кривая течения описывается уравнением Шведова – Бингама:

$$\tau = \tau_o + \eta \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|.$$

1. Реологические свойства высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Неньютоновская жидкость

Для **псевдопластичных и дилатантных жидкостей** в широком диапазоне изменения скорости сдвига можно применять степенную зависимость напряжения от скорости сдвига

$$\tau = -K \cdot \left|\frac{d\omega}{dr}\right|^{n-1} \frac{d\omega}{dr} \qquad \text{ИЛИ} \qquad \tau = K \cdot \left|\frac{d\omega}{dr}\right|^{n}$$

где К и n - постоянные для данной жидкости коэффициенты.
Коэффициент ***К*** называется ***характеристикой консистентности***, а ***n - индексом течения***.

Реологическая модель Баркли-Гершеля

1. Реологические свойства высоковязких и высокозастывающих нефтей

Изменение характера кривых течения при изменении температуры связано с происходящими в жидкостях внутренними преобразованиями.

При высоких температурах	• Парафин полностью растворен в жидкости
При снижении температуры	• Парафин выкристаллизовывается из жидкости
Приближение к температуре застывания	• Увеличение числа и размера кристалликов образование пространственной решетки

Для характеристики реологических параметров неньютоновских нефтей надо дополнительно знать величины :

- начального напряжения сдвига;
- пластическую вязкость;
- характеристики консистентности;
- индекса течения.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

Наряду с обычной изотермической перекачкой применяют и другие методы транспорта таких нефтей:

- Гидроперекачку.
- Перекачку с предварительным улучшением реологических свойств (путем механического воздействия, с помощью добавления жидких разбавителей, газонасыщения, присадок, термообработки).
- Перекачку с подогревом.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Гидроперекачка

Гидроперекачкой называют совместную перекачку высоковязких нефтей с водой.

Известно несколько способов гидроперекачки:

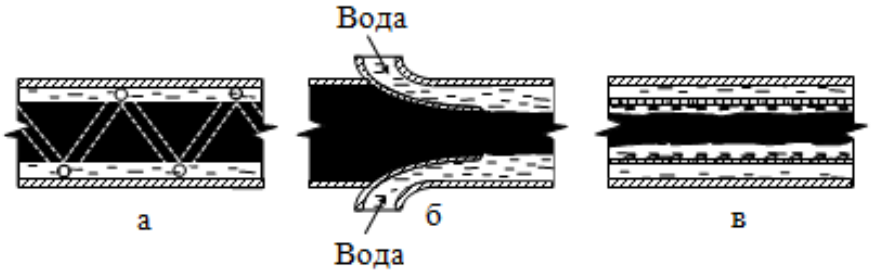
1. Перекачка нефти внутри водяного кольца.
2. Перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа “нефть в воде” (н/в).
3. Перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Гидроперекачка

1. Перекачка нефти внутри водяного кольца.

(заключается в том, что в трубопровод одновременно закачивают воду и вязкую нефть так, чтобы последняя двигалась внутри водяного кольца)



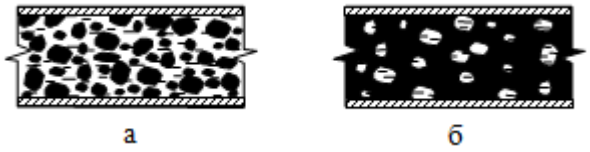
Достигается путём:
а- с применением винтовой нарезки;
б- с применением кольцевых муфт;
в- с использованием перфорированного трубопровода

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Гидроперекачка

2. Перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа “нефть в воде” (н/в).

(сущность состоит в том, что высоковязкая нефть и вода смешиваются перед перекачкой в такой пропорции, чтобы образовалась эмульсия типа “нефть в воде”. Частицы нефти окружены водяной пленкой и поэтому контакта нефти с внутренней поверхностью трубы не происходит. Добавляют ПАВ – для стабилизации эмульсий и гидрофильности т/п).



а- типа «нефть в воде»;
б- типа «вода в нефти».

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Гидроперекачка

2. Перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа “нефть в воде” (н/в).

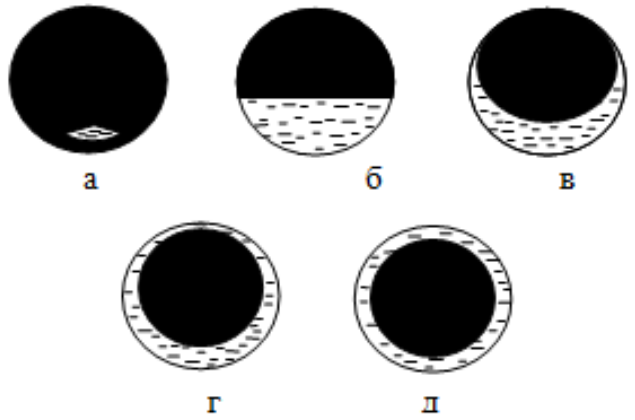
Недостатком данного способа гидроперекачки является опасность инверсии фаз, т.е. превращения эмульсии типа “нефть в воде” в эмульсию типа “вода в нефти” при изменении скорости или температуры перекачки.

Транспортирование водонефтяных эмульсий по трубопроводам с промежуточными насосными станциями также нежелательно, поскольку в насосах **происходит диспергирование фаз** и такие эмульсии затем трудно разрушить.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Гидроперекачка

3. Перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока.



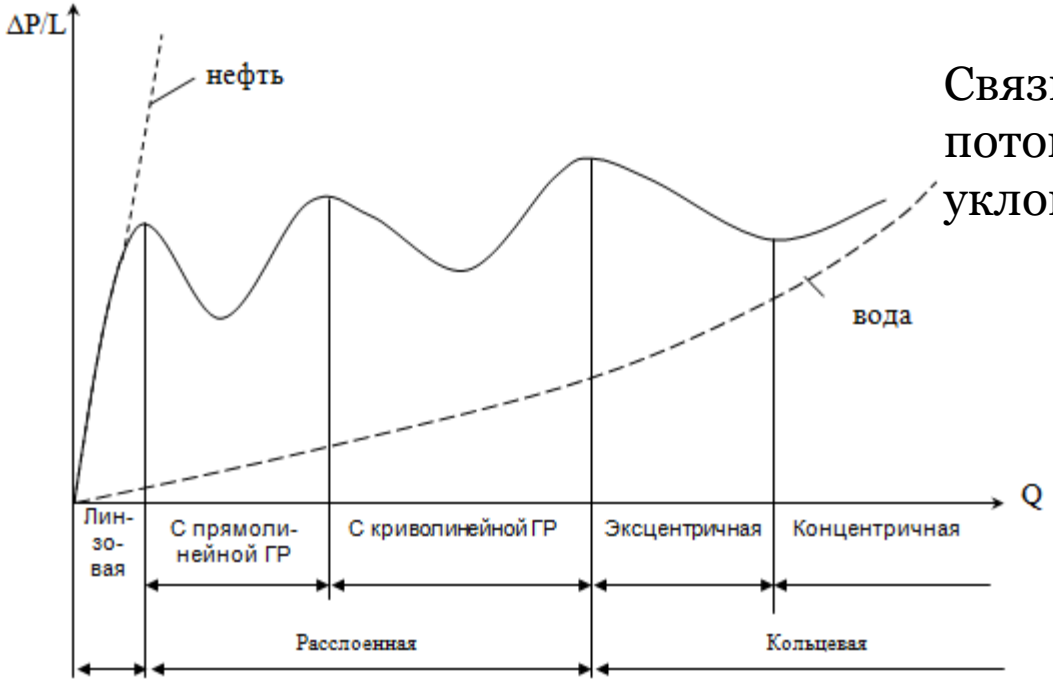
а- линзовая;
б- раздельная с плоской границей;
в- раздельная с криволинейной границей;
г- кольцевая экоцентричная;
д- кольцевая концентричная

Структурные формы водонефтяного потока при послойной перекачки нефти и воды

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Гидроперекачка

3. Перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока.



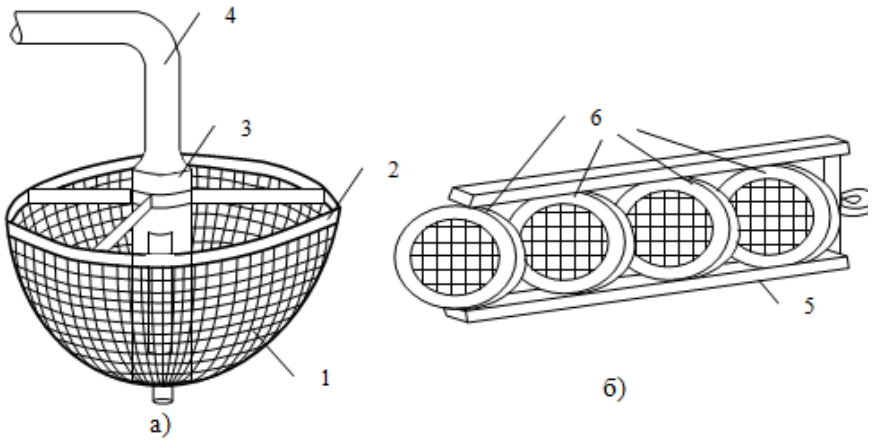
Связь структурных форм водонефтяного потока с величиной гидравлического уклона (по Галину Ф.М.)

Смена структурных форм происходит тогда, когда у системы есть возможность за счет внутренних изменений занять положение с меньшей внутренней энергией (2-й закон термодинамики).

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия

(Высокопарафинистую нефть охлаждают до образования в ней парафинистой структуры, а затем механическим путем разрушают последнюю. Содержащиеся в нефти смолы и асфальтены обволакивают “осколки” парафиновой структуры, препятствуя их повторному соединению).



а) - в резервуарах и земляных амбарах;
б)- в трубопроводе

1 - сито; 2 - пояс; 3-вибратор, 4 - трубопровод для откачки суспензии ; 5 - каркас; 6 - кольца с сетками

Устройства для выработки высокопарафинистой нефти

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия

Основная **область его применения** - это откачка застывшей нефти из резервуаров, земляных амбаров и технологических трубопроводов.

Недостатки

- С течением времени структура парафина в нефти восстанавливается
- Установки малопроизводительны.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями

Один из эффективных и доступных способов улучшения реологических свойств высоковязких нефтей и нефтепродуктов

Использование разбавителей позволяет довольно существенно снизить вязкость и температуру застывания нефти:

1) понижается концентрация парафина в смеси;

2) если в разбавителе содержатся асфальтосмолистые вещества, то они препятствуют образованию прочной структурной решетки.

Максимальный эффект будет иметь место при ламинарном режиме перекачки. Чем более развит турбулентный режим, тем снижение потерь напора меньше.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями

В общем случае выбор типа разбавителя производится путем сравнения для конкурирующих вариантов суммарных затрат на получение, доставку и смешение разбавителя, а также транспортировку смеси.

При этом, чтобы получить гомогенную смесь смешение производится при температуре на 3…5 градусов выше температуры застывания вязкого компонента.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка термически обработанных нефтей

Термообработкой нефти называется ее тепловая обработка, предусматривающая нагрев нефти выше температуры плавления парафинов и последующее охлаждение с заданной скоростью для улучшения реологических параметров.

1. Улучшает реологические свойства только парафинистых нефтей, содержащих АСВ
2. Термообработка при температуре подогрева меньшей $t_{пл}$ парафинов, резко ухудшает реологические свойства нефти.
3. Для парафинистых нефтей **оптимальная температура подогрева всегда выше температуры плавления парафинов**, находящихся в нефти.
4. **Чем больше в нефти отношение содержания парафинов к содержанию АСВ, тем меньше эффект термообработки**.
5. На свойства термически обработанных нефтей большое влияние оказывают способ и скорость охлаждения нефти.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка термически обработанных нефтей

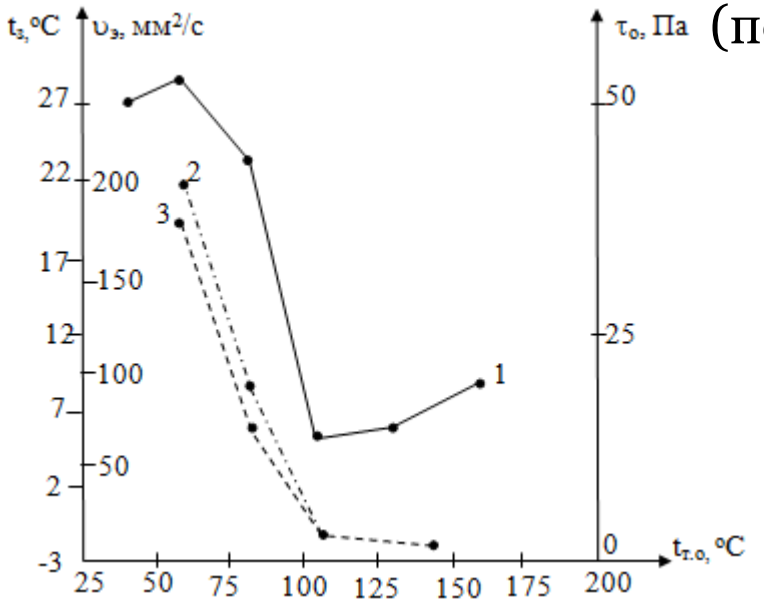
Оптимальная температура термообработки (подогрева)

При малой температуре подогрева	Часть кристаллов парафина растворяется	Освободившиеся АСВ адсорбируются на не растворившемся парафине
Последующее охлаждение	Выпавшие кристаллы парафина образуют прочную структуру	Эта структура повышает эффективную вязкость и температуру застывания нефти
При повышении температуры	Увеличивается количество раств. кристаллов парафина и высвобождаемых АСВ	Т.к. число не растворившихся кристаллов парафина уменьшилось, то они адсорбируют все меньше АСВ.
При последующем охдаждении	Не адсорбированные АСВ способствуют образованию крупных кристаллов парафина	Это положительно сказывается на реологических свойствах нефти

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка термически обработанных нефтей

Оптимальная температура термообработки (подогрева)



Показан характер зависимости эффективной вязкости $\nu_э$ и начального напряжения сдвига τ_0 жетыбайской нефти от температуры термообработки.

1 - температура застывания;
2 - эффективная кинематическая вязкость;
3 - начальное напряжение сдвига

Влияние температуры термообработки на реологические параметры жетыбайской нефти

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка термически обработанных нефтей

Скорость охлаждения нефти

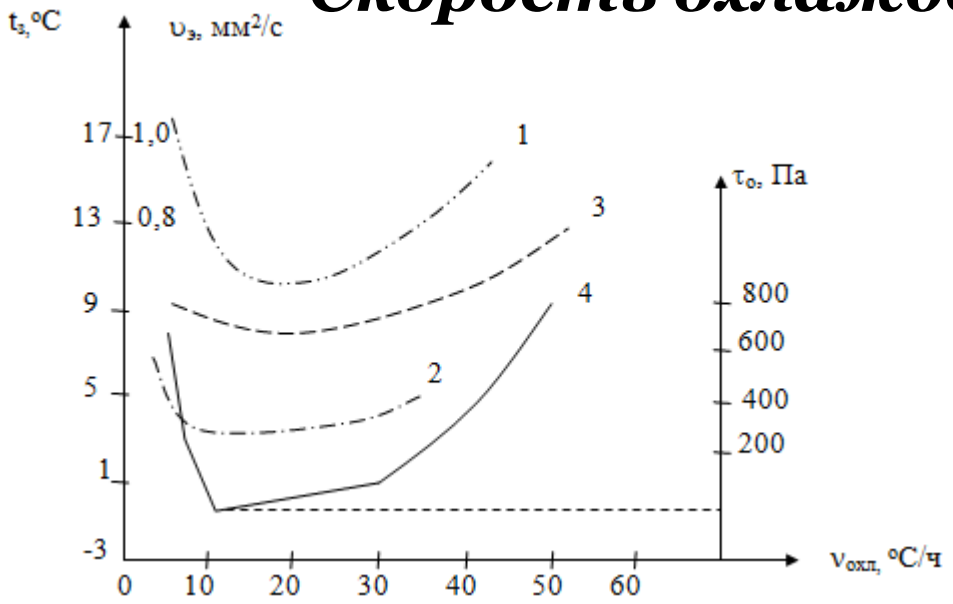
Влияет на процесс роста кристаллов парафина.

В нефти, не подвергавшейся термообработке или термообработанной при неоптимальных температурах и охлажденной с неоптимальной скоростью кристаллы парафина мельче, число их больше, они образуют достаточно прочную структурную решетку, в ячейках которой располагается жидкая нефть.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка термически обработанных нефтей

Скорость охлаждения нефти



Изменение реологических параметров высокопарафинистых нефтей в зависимости от скорости охлаждения

1 - температура застывания Узеньской нефти;
2 - температура застывания жетыбайской нефти;
3 – ее эффективная кинематическая вязкость;
4 - начальное напряжение сдвига

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка термически обработанных нефтей

Состояние нефти в процессе охлаждения

Если нефть охлаждать в движении, то ее реологические свойства хотя и улучшаются, но значительно меньше, чем при охлаждении в покое.

Однако охлаждение в динамике дешевле.

Поэтому чаще применяют комбинированный метод охлаждения:
от оптимальной температуры термообработки (~ 90 ^{o}C) до 40…60 ^{o}C нефть можно охлаждать в движении (почти весь парафин еще растворен), а начиная с 40…60 ^{o}C до эксплуатационной - с заданным темпом в статических условиях.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка термически обработанных нефтей

Если термообработка высокопарафинистой нефти дает хорошие результаты, т.е. получаются низкие температуры застывания, эффективная вязкость и статическое напряжение сдвига, а также нефть имеет длительный срок восстановления реологических свойств, то ее можно транспортировать как обычную маловязкую.

Недостатки метода :

1) потери на трение для каждого последующего перегона возрастают.
2) очень высокие капитальные вложениями в пункты термообработки.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка высокозастывающих парафинистых нефтей с депрессорными присадками

Депрессорные присадки (депрессаторы) - вещества, уменьшающие температуру застывания, вязкость и предельное напряжение сдвига высокозастывающих парафинистых нефтей

Механизм действия:

Молекулы присадок адсорбируются на поверхности выпадающих из нефти кристаллов парафина, мешая их росту. В результате образуется текучая суспензия кристаллов парафина в нефти.

Природными депрессаторами являются асфальто-смолистые вещества, содержащиеся в нефти (гудрон, битум и др.

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка высокозастывающих парафинистых нефтей с депрессорными присадками

Полимерные поверхностно-активные вещества являются эффективными депрессаторами для высокопарафинистых нефтей, например ДН-1 и ВЭС – 503.

Их добавляют к нефтям в количестве 0,02…0,15% масс при температуре 60…70 ^{o}C

Обработанную депрессатором нефть лучше охлаждать в ламинарном режиме.

Уменьшение затрат на обработку присадкой достигается тем, что она вводится в еще неостывшую нефть, поступающую с установок ее подготовки в НГДУ

Пуск нефтепровода, заполненного обработанной нефтью, происходит при той же длительности простоя при давлении, практически равном рабочему давлению стационарного режима, а выход трубопровода на режим происходит всего за 2…3 ч (в то время как с необработанной нефтью – 2..3 сут)

2. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

- Перекачка нефти с подогревом

Для коротких (чаще нефтебазовых) трубопроводов используют методы электроподогрева:

- путем пропуска электрического тока по телу трубы;

(Прямой электроподогрев трубы заключается в подсоединении источника переменного тока напряжением не выше 50 В к изолированному участку трубопровода. При прохождении по нему электрического тока согласно эффекту Джоуля выделяется тепло и происходит равномерный нагрев стенок трубопровода и находящегося в нем продукта.)

- применением электронагревательных элементов в виде специальных кабелей и лент.

(Монтируются в основном с наружной поверхности трубы. А так же существует прокладка нагреваемого кабеля внутри трубы более эффективна, чем снаружи, так как все тепло идет на разогрев нефти. Недостатком греющих кабелей является неравномерность нагрева трубы по периметру)

3. Техника, технология и расчет “горячей” перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов

Оборудование насосных и тепловых станций

Подогрев нефти перед закачкой в трубопровод можно производить как в **резервуарах** (большие потери тепла в атмосферу), так и в специальных **теплообменных аппаратах.**

Нефть в резервуарах нагревается с помощью трубчатых теплообменников. В качестве теплоносителя используется водяной пар, иногда горячая вода или горячая нефть.

Разогретая в резервуарах нефть забирается подпорными насосами и подается в дополнительные подогреватели (если позволяет величина подпора) или в основные насосы, которые прокачивают нефть через подогреватели в магистральный трубопровод.

3. Техника, технология и расчет “горячей” перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов

Оборудование насосных и тепловых станций

Для “горячей” перекачки высоковязких нефтей и нефтепродуктов применяют поршневые и центробежные насосы.

При “горячей” перекачке наилучшей схемой технологической обвязки насосных станций является последовательная установка 2…3 рабочих и одного резервного агрегатов.

На крупных нефтепроводах подпорные и основные насосы устанавливаются перед теплообменными аппаратами. т.к. гидравлическое сопротивление коммуникаций на всасывающей линии очень большое.

3. Техника, технология и расчет “горячей” перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов

Оборудование насосных и тепловых станций

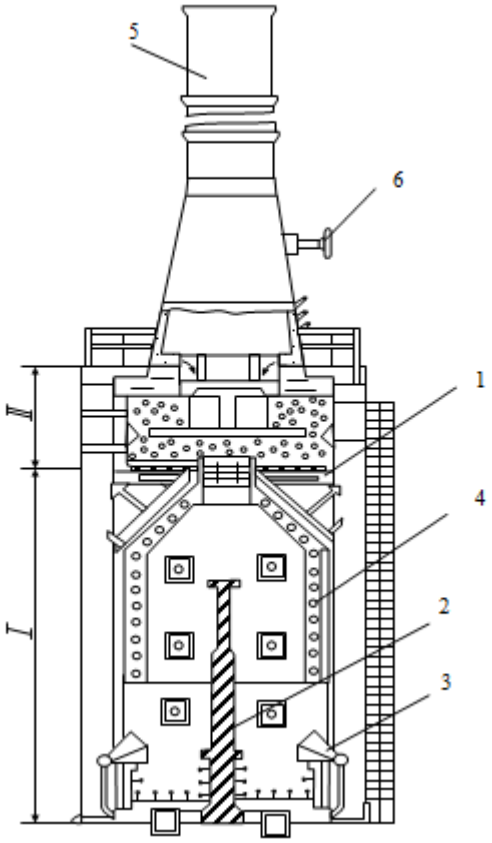
На магистральных “горячих” трубопроводах применяются паровые (многоходовые теплообменники с плавающей головкой) и огневые подогреватели.

Для улучшения теплообмена и удобства обслуживания нефть в паровых подогревателях пропускают через трубки, а пар - через межтрубное пространство.

Нагрев нефти в огневом подогревателе осуществляется в основном за счет лучистой энергии факела.

3. Техника, технология и расчет “горячей” перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов

Оборудование насосных и тепловых станций



Все пространство печи, смонтированной в металлическом каркасе 1, разделено на 2 зоны: радиантную I и конвекционную II.

1 – металлический каркас;
2 – разделительная стенка;
3 – форсунки;
4 – трубы змеевика для нефти;
5 – дымовая труба;
6 – шибер;

Рис. 12. Принципиальная схема радиантно-конвекционной печи Г9ПОВ:

Применение тепловой изоляции

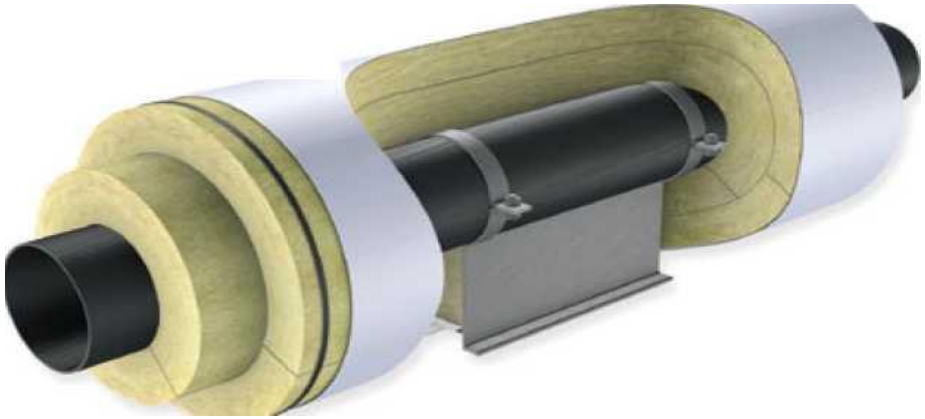
Материалы, применяемые для тепловой изоляции, должны обладать следующими свойствами:

1) малым коэффициентом теплопроводности;
2) низкой влагоемкостью и гигроскопичностью;
3) малой плотностью;
4) негорючестью;
5) биологической инертностью по отношению к плесени, паразитам и грызунам;
6) термостойкостью;
7) способностью многократно выдерживать охлаждение и нагрев;
8) прочностью и
9) долговечностью. Кроме того материал тепловой изоляции должен быть дешев и недефецитен.

Этим требованиям в основном удовлетворяют пенополиуретан, пенополистирол, минеральная вата, стекловолокно, вермикулит, газобетон и другие материалы.

Применение тепловой изоляции на магистральных трубопроводах позволяет сократить число пунктов подогрева и, следовательно, снизить затраты на их сооружение и эксплуатацию. Причем, чем толще тепловая изоляция, тем меньше число таких станций. Однако с увеличением толщины изоляции растут затраты уже на ее сооружение и эксплуатацию.

Таким образом, для определения толщины тепловой изоляции требуется решить технико-экономическую задачу



Прямой прогрев

Применяют различные способы прогрева системы трубопровод-грунт:

1. Прямой прогрев.
2. Обратный прогрев.
3. Челночный прогрев.
4. Встречный прогрев.

При прямом прогреве (рис. 2.21, а) нагретая до необходимой температуры маловязкая жидкость закачивается в трубопровод насосами головной перекачивающей станции. Температура трубы и окружающего ее грунта постепенно повышается. В результате новые порции маловязкой жидкости приходят на конечный пункт со все более высокой температурой. По истечении некоторого времени температура системы трубопровод-грунт станет достаточной для закачки высоковязкой нефти в трубопровод без опасения его “замораживания”.

Обратный прогрев

Обратный прогрев (рис. 2.21, б) применяют в тех случаях, когда в начале трубопровода отсутствуют источники воды или другой маловязкой жидкости, а также тогда, когда технологическая обвязка насосных станций позволяет вести перекачку с конечного пункта на головную станцию.

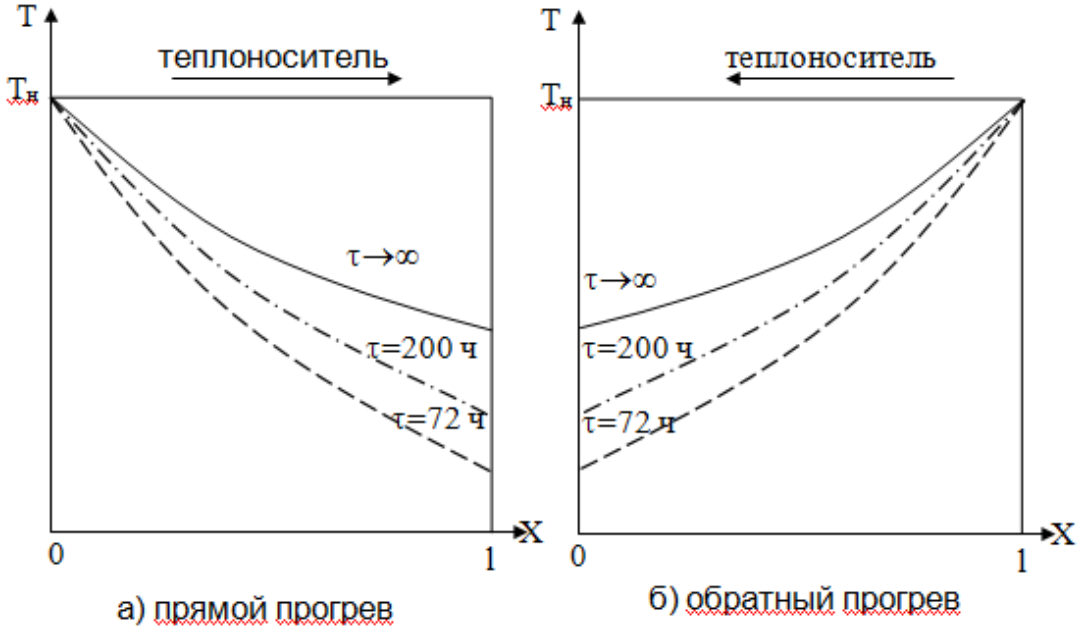


Рис 2.21 Прямой и обратный прогрев

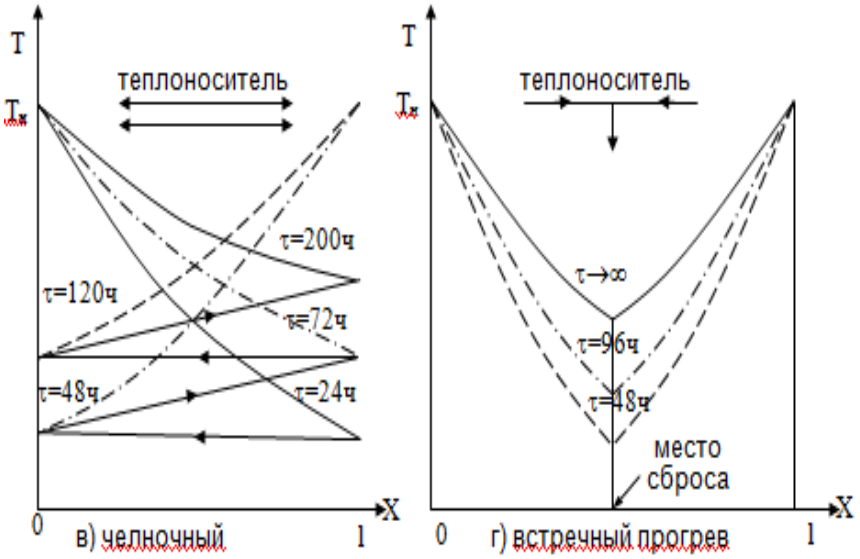
Челночный прогрев

Челночный прогрев (рис. 2.21, в) заключается в том, что греющую жидкость закачивают сначала в прямом, затем в обратном направлении, снова в прямом и т.д. Поэтому он требует наименьшего объема теплоносителя. Начальный объем греющей жидкости составляет около двух объемов прогреваемого участка трубопровода (между тепловыми или насосными станциями).

Время челночного прогрева больше, чем прямого, ***за счет обратных перекачек***. Однако при этом способе средняя по длине температура системы получается значительно выше, чем при прямом прогреве.

Встречный прогрев

Сущность ***встречного прогрева*** (рис. 2.21, г) заключается в том, что греющую жидкость закачивают одновременно с двух сторон - с начала и с конца прогреваемого участка трубопровода. Где-то около его середины производят сброс греющей жидкости. Если это вода, то ее можно сбрасывать на грунт, в водоем и т.п. Иначе надо сооружать специальную резервуарную емкость.



Эффективность различных способов прогрева (L = 80 км, D=426x8 мм) ,(стоимость теплоносителя - 5 руб/м^3, стоимость электроэнергии - 0,03 руб/кВт·ч)

Таблица 2.1

Способы прогрева	Время прогрева	Объем теплоносителя	Стоимость прогрева		
			потребляемой электроэнергии	теплоноситля	подогрева
Прямой	1	1	1	1	1
Встречный	0,46	0,92	0,46	0,92	0,81
Челночный	1,16	0,58	1,17	0,59	0,73
Обратный	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Остановки перекачки

Остановки могут быть вызваны аварией на одном из участков, необходимостью выполнения ремонтных работ, перебоями в подаче нефти на головную нефтеперекачивающую станцию и др. причинами.

Остановки перекачки могут быть связаны и с характером эксплуатации “горячего” нефтепровода. Трубопроводы проектируются для работы в течение не менее 30 лет. Так как в первые и, наоборот, последние годы разработки месторождений объемы добычи нефти обычно меньше, чем при полном развитии промыслов, то в это время нефтепроводы работают с пониженной производительностью.

Под ***циклом*** понимается период времени, включающий длительность одного интервала непрерывной перекачки и одного интервала простоя.

При остановках перекачки высоковязкая нефть, оставленная в трубопроводе, постепенно остывает, вязкость ее повышается, а потери напора при возобновлении перекачки резко возрастают. Они максимальны в момент пуска трубопровода (рис.), когда весь он заполнен остывшей нефтью.

Изменение потерь на трение во времени при возобновлении перекачки после остановки

Время, по истечении которого возобновление перекачки высоковязкой нефти происходит без осложнений, т.е. потери на трение не превышают возможностей насосной станции, называется ***безопасным временем остановки «горячего» трубопровода***.

Если фактическое время остановки превышает безопасное, то вязкая нефть должна быть вытеснена из трубопровода маловязкой жидкостью (нефтью, нефтепродуктом, водой).

Перекачка с применением элетроподогрева

Использование электрообогрева позволяет разогреть нефть до температуры, необходимой для начала перекачки, поддерживать заданный температурный режим течения и предотвратить остановку или «замерзание» трубопровода.

Процесс регулирования температуры транспортируемого продукта может быть автоматизирован путём изменения мощности подогрева в зависимости от температуры окружающей среды и других условий перекачки.

Классификация электронагревательных устройств

По способу обогрева

Прямого обогрева
(в которых ток течёт по металлу трубы и устройства)

Индукционный э/обогрев
ток высокой частоты, течёт в ***проводнике, намотанном на металл трубы***

Импендансного э/обогрева
переменное напряжение подводится к концам трубы («короткое замыкание»)

Косвенного обогрева
(в которых используется электронагреватель, монтирующийся на трубопроводе)

Электронагревательные кабели

Ленточные обогреватели

Электронагревательные кабели

Кабель состоит из ***токопроводящих жил*** (проводников тока). В современных кабелях, способных менять мощность тепловыделения в зависимости от температуры, проводники вмонтированы в ***греющий элемент.*** Греющий элемент находится в изоляции из фторполимера, окруженного медной оплеткой, и помещенного в защитную оболочку.

Основными характеристиками нагревательного кабеля являются:

- линейная тепловая мощность;
- напряжение питания;
- минимальная и максимальная длина нагревательной секции при заданном напряжении;
- рабочая и максимально допустимая температуры.

Типы нагревательных кабелей

Используется три основных типа нагревательных кабелей: ***резистивные, зональные и саморегулирующиеся***.

1. В ***резистивном кабеле*** выделение тепла происходит за счет омических потерь в нагревательной жиле кабеля. Кабель, помимо нагревательной, может содержать токопроводящую жилу, что упрощает схему его подключения.

2. ***Зональный кабель*** содержит две параллельные изолированные токопроводящие жилы. Поверх токопроводящих жил наложена спираль из проволоки с большим сопротивлением, которая через контактные окна попеременно замыкается то с одной, то с другой токопроводящей жилой, образуя параллельные нагревательные элементы - «зоны». Каждая зона представляет независимый нагреватель длиной около 1 м.

3. Саморегулирующийся кабель также как зональный имеет две параллельные токопроводящие жилы.

Отличие состоит в том, что токопроводящие жилы окружены проводящей пластмассой, в которой и происходит выделение тепла.

Свойство изменять свою мощность локально, только в зоне перегрева позволяет создавать безопасные системы обогрева трубопроводов и резервуаров.

Рис. 5.1. Принцип саморегулирования мощности тепловыделения в зависимости от температуры трубы

Типы ленточных обогревателей

1. ***С параллельным соединением теплогенерирующих элементов.*** В таких обогревателях тепло выделяется в греющих элементах, расположенных вдоль ленты и соединенных между собой параллельно при помощи двух токопроводящих жил (проводников тока). Источник тока подключается в начале или в конце ленты.
2. ***С последовательно соединёнными теплогенерирующими элементами.*** К источнику тока подключается начало и конец ленты. Греющие элементы находятся в стекловолоконной основе. В качестве оболочки ленты используется кремний - органическая резина. Ленты крепятся вдоль образующей, либо наматываются на трубу с определённым шагом, от которого зависит мощность, выделенная на единицу длины.

Система СЕКТ

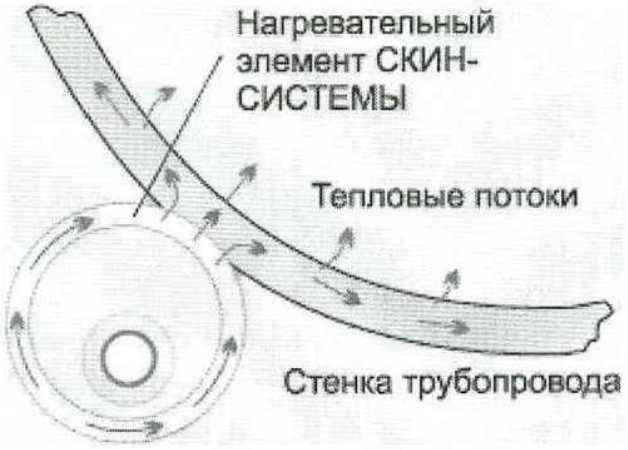
SECT (Skin Electric Current Tracing) — промышленная система электрообогрева на принципе скин-эффекта, использующая особенности протекания переменного тока, особо выраженные на внутренней поверхности трубы из ферромагнитного материала.

В системе СЕКТ используется явление локализации вихревых токов и тепловыделение в тонком приповерхностном слое стальных труб через которые пропускается переменный ток.

Переменный ток течет по всему сечению внутреннего проводника, поскольку на промышленной частоте в немагнитном материале с хорошей проводимостью заметного поверхностного эффекта не возникает.

В ферромагнитном внешнем проводнике (стальной трубе) скин-эффект ярко выражен и весь ток течет по внутреннему слою трубы толщиной около 1 мм, а потенциал наружной поверхности трубы остается практически нулевым. В силу малой толщины скин-слоя, основное тепловыделение (до 80%) происходит в стальной трубе

Нагревательный элемент скин-системы СЕКТ

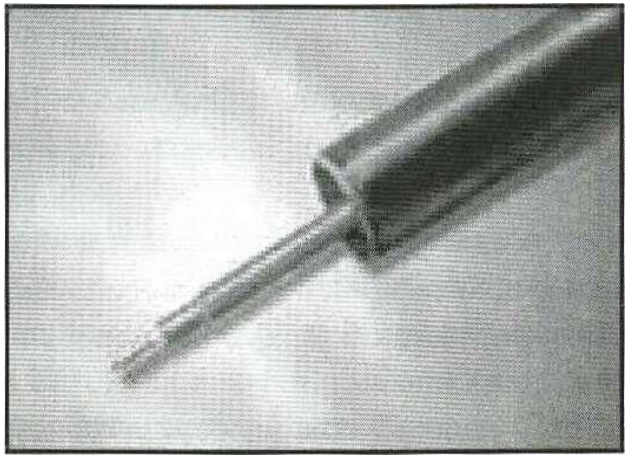


Греющий элемент такого устройства представляет собой трубу из углеродистой стали с наружным диаметром 20-60 мм и толщиной металла не менее 2-х мм.

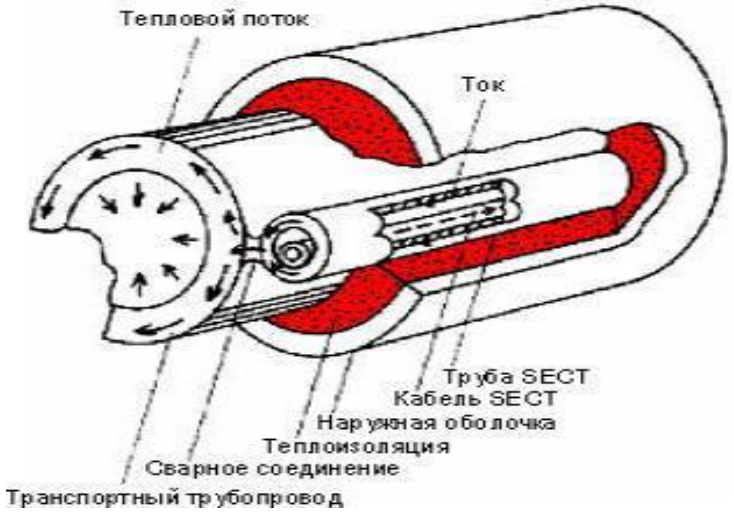
Внутри стальной трубы располагается проводник из немагнитного материала (меди или алюминия) сечением 25-50 кв. мм в термостойкой оболочке.

Проводник с одного конца соединяется со стальной трубой, а с другой стороны устройства проводник и стальная труба подключаются к источнику питания переменного напряжения.

Толщина слоя тепловыделения зависит от частоты тока, магнитной проницаемости и проводимости материала трубы. Толщина слоя уменьшается с ростом частоты тока и тем самым уменьшается электробезопасная толщина и металлоемкость греющего элемента.



Греющий элемент системы СЕКТ

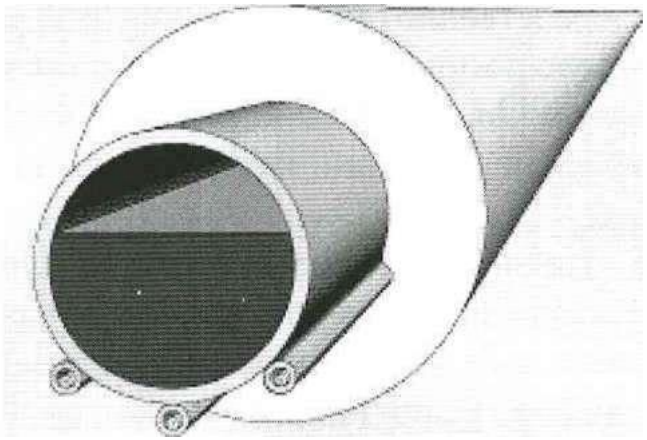


Тепловой поток в системе SECT

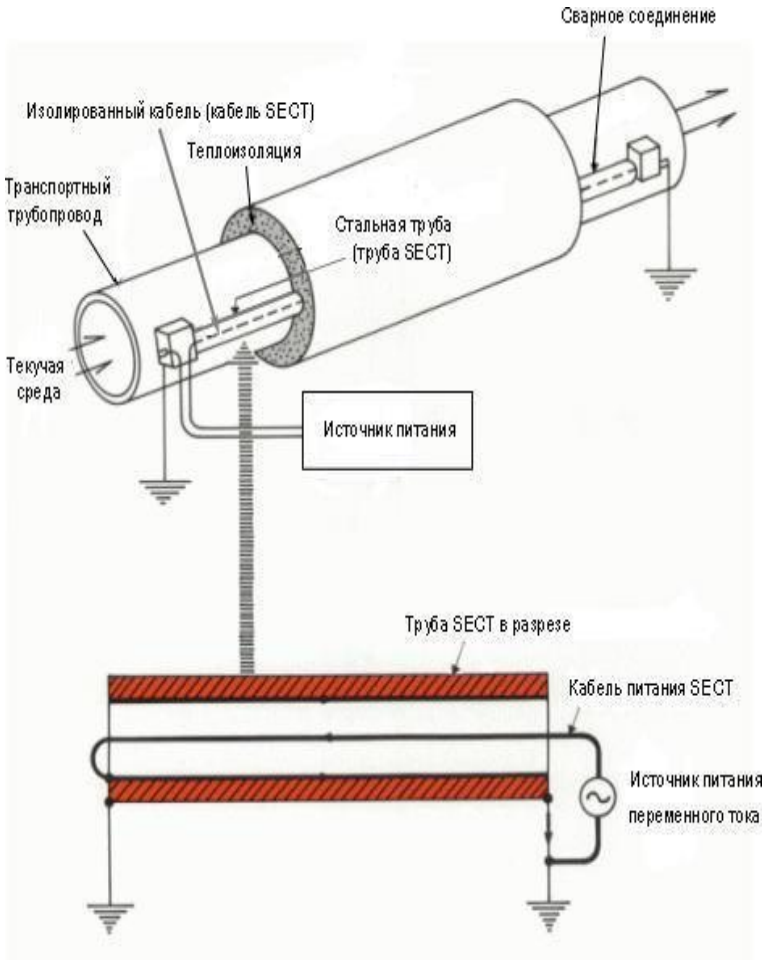
Греющие элементы крепятся вдоль образующих трубопровода в нижней части трубопровода или равномерно по его окружности, чтобы избежать неравномерности термических напряжений в металле трубопровода.

В зависимости от требуемой мощности обогрева и длины трубопровода скин-система может состоять из одного, двух или трех (как показано на рисунке) скин-нагревателей.

Скин-система с тремя греющими элементами



Видно, что один из двух токонесущих кабелей, подключенных к источнику питания переменного тока частотой 50 или 60 Гц, проходит внутри стальной трубы небольшого диаметра (труба SECT) и соединяется с этой трубой у конца, противоположного источнику питания.



Вид системы SECT в разрезе

Достоинства системы СЕКТ

- ***Большая длина обогреваемого участка*** трубопровода. Токонесущий проводник большого сечения разгружен от функции тепловыделения и выполняет фактически функцию встроенной сопроводительной цепи питания.
- ***Электробезопасность.*** Наружная поверхность тепловыделяющего элемента имеет нулевой потенциал относительно земли, она заземлена и полностью экранирует находящийся внутри токонесущий проводник.
- ***Хороший тепловой контакт.*** Металлический тепловыделяющий элемент непосредственно приваривается к трубопроводу или прикрепляется к нему с помощью специальных элементов.
- ***Простота монтажа.*** Тепловыделяющие элементы не имеют наружной электрической изоляции, которую можно повредить при монтаже.
- ***Надежность.*** Прочные тепловыделяющие элементы в виде стальных труб обеспечивают механическую прочность и защиту токонесущих проводников от повреждений. Это важно для трубопроводов, проложенных под землей или под водой.

Сферы применения системы СЕКТ

- Трубопроводы сырой нефти, тяжелого мазута, расплавленной серы;
- Подводные / подземные трубопроводы;
- Обогрев дорог, обогрев резервуаров теплообменники, растапливание снега, защита от замерзания и обогреваемые ограждения;
- Высокотемпературные трубопроводы.

Подводный трубопровод

Подземный трубопровод

Параметры системы обогрева

Параметры системы электрообогрева зависят от:

1) условий перекачки и свойств транспортируемого продукта (вязкость, температура застывания, температура выпадения твердых фракций);
2) характеристик трубы (металл трубы, диаметр, длина, теплоизоляция);
3) геометрии трубопровода (линейный, разветвленный, с малым или большим количеством участков, отводов, лупингов);
4) характеристик окружающей среды (температура окружающего воздуха, грунта, воды, скорость ветра).

На основании этих данных определяются расчетная величина максимальных теплопотерь и выбирается состав системы электроподогрева.

Основные критерии выбора параметров системы подогрева

1. ***Длина трубопровода***
   - до 100 м - применяются все виды саморегулирующихся, зональных и резистивных нагревательных кабелей. Распределительная сеть не нужна;
   - до 200 -300 м - применяются саморегулирующиеся, зональные, резистивные кабели. Распределительная сеть, как правило, необходима, но доля ее в общей стоимости системы мала;
   - до 8 км - без распределительной сети применяются только резистивные кабели LONGLINE, и система СЕКТ, «скин-эффект» и тд.
2. ***Рабочая температура***
   - 60-80°С - применяются практически все виды саморегулирующихся и зональных кабелей; легко достижим необходимый диапазон мощностей до 80 Вт/м;
   - 100-200°С - применяются только саморегулирующиеся кабели с фторопластовой матрицей.
3. Наиболее важным критерием является ее ***стоимость.***