

## ЛЕКЦИЯ 9 ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

### Обоснование необходимости последовательной перекачки

Метод последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов заключается в том, что различные по качеству углеводородные жидкости отдельными партиями определенных объемов перекачиваются по одному трубопроводу. При этом достигается максимально возможное использование пропускной способности трубопровода и освобождаются другие виды транспорта (железнодорожный, водный, автомобильный) от параллельных перевозок нефтей и нефтепродуктов.

Широкое внедрение последовательной перекачки вызвано особенностями работы трубопроводов. В чем они заключаются?

Во-первых, нефти, добываемые в пределах даже одного месторождения, имеют различный химический состав. Из одних вырабатывают высококачественные масла, из других - высокооктановые бензины. Смешивать такие нефти перед перекачкой или в процессе их перекачки на НПЗ нецелесообразно, т.к. извлечение из смеси наиболее ценных для каждой нефти фракций значительно усложняется. Строить же для каждой нефти отдельный трубопровод экономически неоправданно. Более предпочтителен вариант их последовательной (друг за другом) перекачки по одному трубопроводу.

Во-вторых, продукты нефтепереработки (бензины, керосины, дизельные топлива) поставляются потребителям, как правило, по трубопроводам. Обычно объемы отдельно взятых нефтепродуктов недостаточны для строительства самостоятельных трубопроводов или требуют сооружения маломощных нефтепродуктопроводов для каждого нефтепродукта в отдельности. В таких случаях сооружают один трубопровод большого диаметра и по нему последовательно перекачивают различные нефтепродукты в выбранном направлении.

В третьих. В условиях нефтебаз последовательная перекачка неизбежна, так как практически невозможно построить отдельные трубопроводы для каждого нефтепродукта.

При последовательной перекачке различные нефтепродукты поступают с НПЗ в резервуары головной перекачивающей станции, а их перекачка производится последовательно - в виде отдельных следующих друг за другом партий.

Периодически повторяющаяся очередность следования нефтепродуктов в трубопроводе называется циклом последовательной перекачки.

Партии нефтепродуктов в цикле формируются с учетом их состава, свойств и качества. Рекомендуется следующая последовательность нефтепродуктов в цикле:

- дизельное топливо летнее с температурой вспышки 40 оС;
- дизельное топливо летнее с температурой вспышки 61 оС;
- дизельное топливо экспортное;
- дизельное топливо летнее с температурой вспышки 40 оС;

- топливо для реактивных двигателей;
- дизельное топливо зимнее;
- дизельное топливо летнее с температурой вспышки 40 оС;
- керосин или топливо печное бытовое;
- дизельное топливо летнее с температурой вспышки 40 оС;
- автомобильный бензин АИ-92 неэтилированный;
- автомобильный бензин А-95 неэтилированный.

Особенностью последовательной перекачки является образование некоторого количества смеси в зоне контакта двух следующих друг за другом нефтепродуктов. Причиной смесеобразования является неравномерность осредненных местных скоростей по сечению трубопровода. Кроме того, некоторое количество смеси образуется при переключении системы задвижек на начальном пункте нефтепродуктопровода в период смены нефтепродукта (такая смесь называется первичной).

Для уменьшения количества смеси иногда применяются специальные устройства - разделители, помещаемые в зону контакта разноразных нефтепродуктов и двигающихся с ними по нефтепродуктопроводам. Кроме того, на конечном пункте предусматриваются мероприятия по исправлению и реализации получающейся смеси нефтепродуктов.

При организации последовательной перекачки возникает ряд вопросов, основными из которых являются:

- 1) определение объема смеси, образующейся в трубопроводе;
- 2) разработка мероприятий для уменьшения объема смеси;
- 3) выбор методов контроля за движением смеси по трубопроводу;
- 4) организация приема смеси на конечном пункте и ее реализация;
- 5) особенности технологического расчета и эксплуатации трубопроводов для последовательной перекачки.

В зависимости от режима перекачки смесеобразование в трубопроводе протекает по-разному.

При ламинарном (струйном) течении механизм смесеобразования таков. В начальный момент времени ( $\tau = 0$ ) граница раздела жидкостей плоская, смеси нет (рисунок 1а).

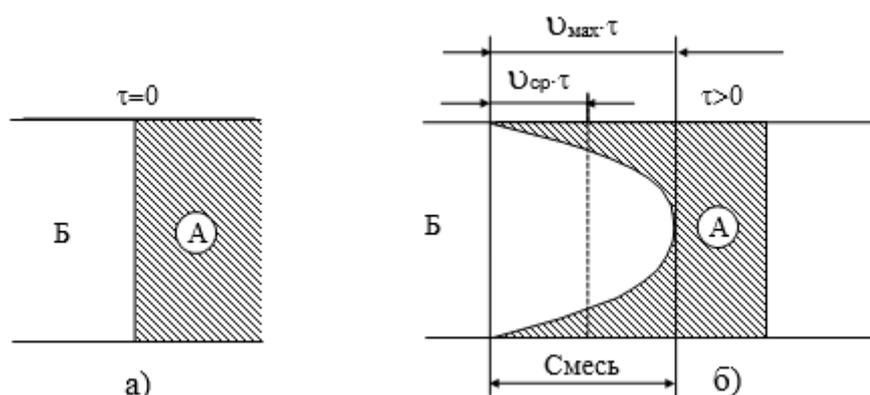


Рисунок 1 – Смесеобразование при ламинарном течении

После начала последовательной перекачки позади идущая жидкость Б вклинивается во впереди идущую жидкость А в соответствии с параболическим профилем распределения местных скоростей. Смесью в данном случае является участок трубы, заполненный сразу обеими контактирующими жидкостями.

Динамика изменения объема смеси представлена на рисунке 1.1.

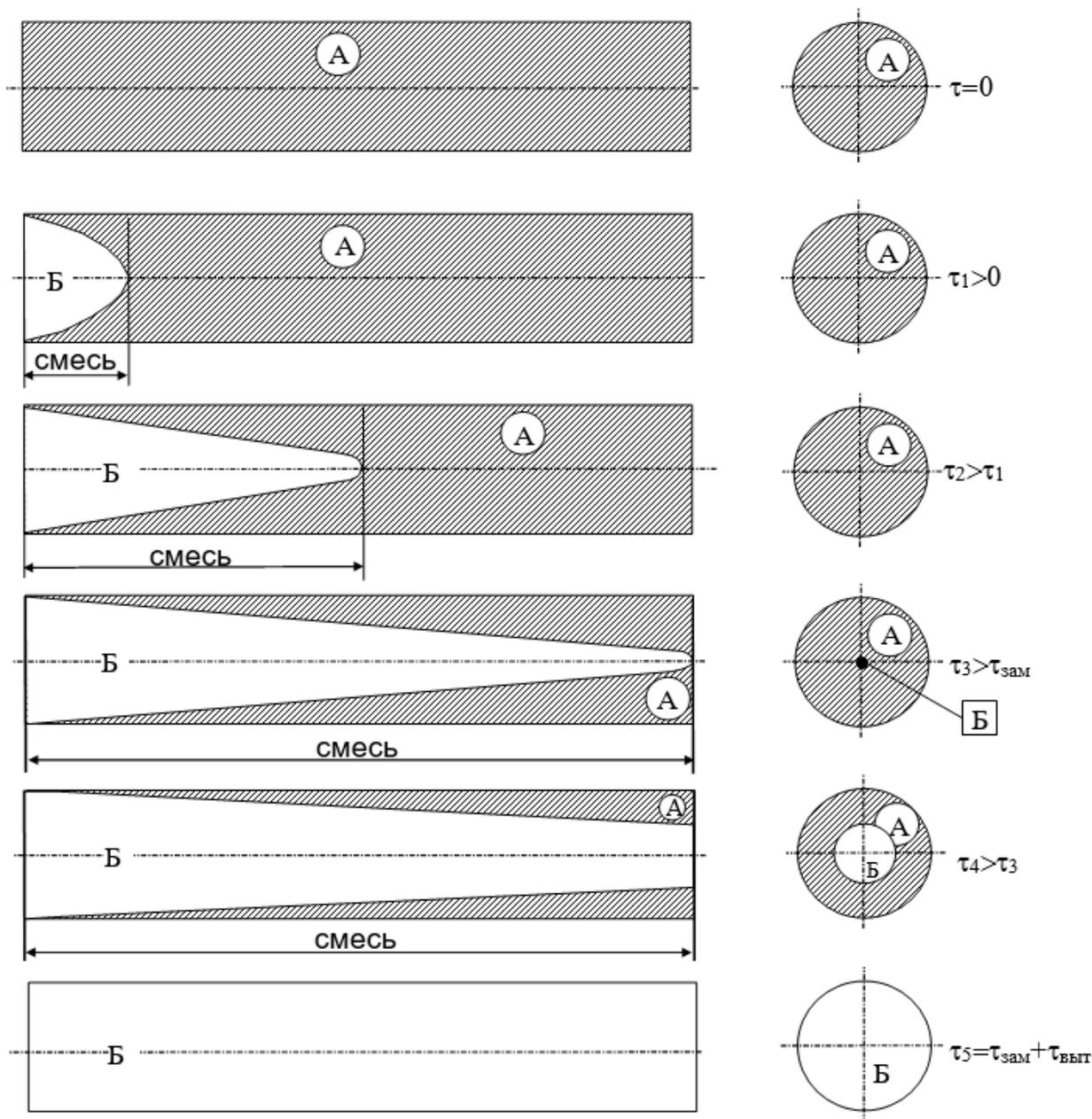


Рисунок 1.1 - Изменение объема смеси при ламинарном режиме последовательной перекачки

Так как при ламинарном режиме перекачки скорость струек на оси трубы в 2 раза выше средней скорости потока, а на стенке скорость жидкости (по условию “прилипания”) равна нулю, то с течением времени вытесняющая жидкость Б будет все больше вклиниваться в вытесняемую жидкость А, а на стенке перемещаться не будет. В момент, когда “голова” клина достигает конечного сечения трубопровода, заканчивается фаза замещения и весь трубопровод

заполнен смесью последовательно перекачиваемых жидкостей.

Далее начинается фаза вымывания. Заключается она в том, что постепенно конечного сечения трубопровода достигают струйки, все более удаленные от оси трубы. Этот процесс протекает крайне медленно. Теоретически и экспериментально установлено, что для полного вымывания жидкости А необходимо прокачать вытесняющую жидкость Б в количестве 3...4 объемов трубопровода  $V_{тр}$ . Таким образом, объем образующейся смеси при ламинарном режиме перекачки составляет (4...5)  $V_{тр}$ .

При турбулентном режиме перекачки механизм смесеобразования иной (рисунок 1.2). После начала последовательной перекачки позади идущая жидкость Б вклинивается во впереди идущую жидкость А в соответствии с логарифмическим профилем распределения местных скоростей.

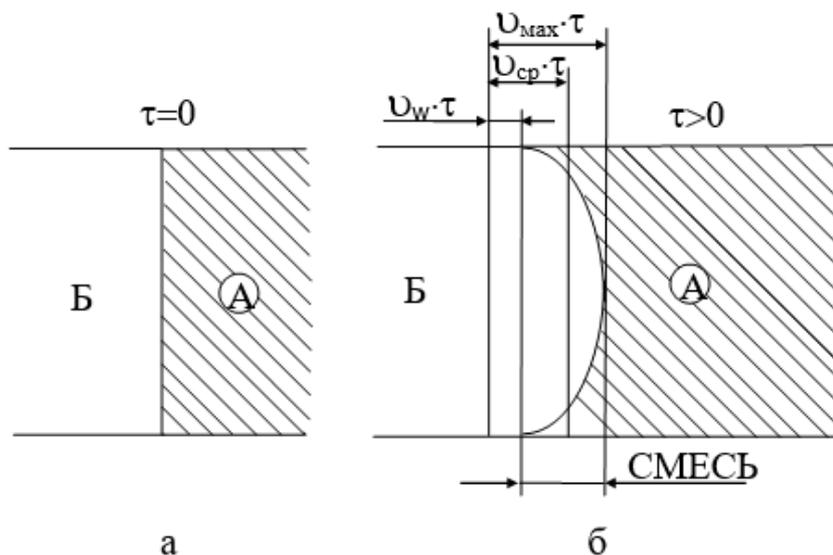


Рисунок 1.2- Механизм смесеобразования при турбулентном режиме

Однако уже в следующий момент времени за счет поперечных пульсаций скорости, характерных для турбулентного режима вклинивающаяся жидкость Б полностью перемешивается с впереди идущей жидкостью А, находящейся у стенки. Далее во впереди идущую жидкость А вклинивается образовавшаяся смесь, а в смесь вклинивается позади идущая жидкость Б (рисунок 1.3).

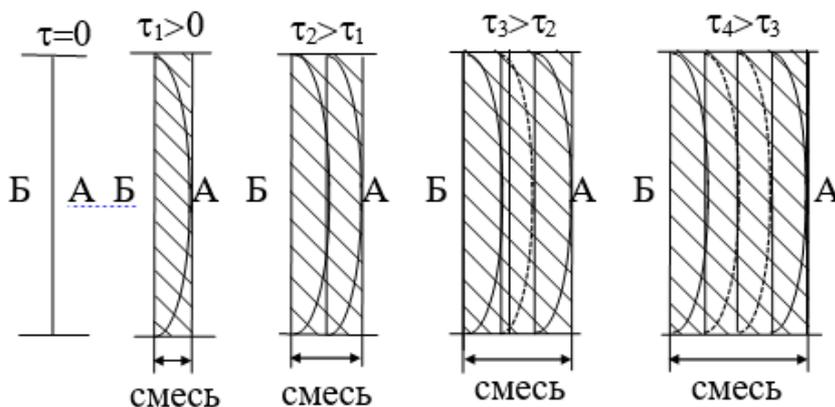


Рисунок 1.3 - Изменение объема смеси и концентрации жидкости Б по ее длине во времени

И опять за счет поперечных пульсаций скорости в зоне обоих контактов происходит полное перемешивание жидкостей. Этот процесс протекает и в дальнейшем. В результате длина образовавшейся смеси постепенно увеличивается в обоих направлениях. При этом кривая распределения концентрации жидкости Б по длине смеси занимает все более пологое положение.

Благодаря существованию поперечных пульсаций скорости вытесняющая жидкость Б не может сколь угодно долго вклиниваться в вытесняемую жидкость А. Кроме того, при турбулентном режиме за счет поперечных турбулентных пульсаций жидкость А вымывается из пристенной области и смесь движется как своеобразный поршень. Поэтому объем образующейся смеси относительно невелик. Согласно приближенной теории смесеобразования, разработанной В.С. Яблонским и В.А. Юфиным, этот объем при турбулентном режиме перекачки не превышает 1 % от объема трубопровода, пройденного серединой смеси.

Приближенная теория смесеобразования при последовательной перекачке

Распределение концентрации одного продукта в другом описывается линейным уравнением второго порядка в частных производных

$$\frac{\partial K_B}{\partial \tau} = D_{\text{Э}} \cdot \frac{\partial^2 K_B}{\partial x^2} \quad (1.1)$$

где  $K_B$  - концентрация вытесняющей жидкости Б;

$D_{\text{Э}}$  - эффективный коэффициент продольного перемешивания.

$$K_B = 0,5 \cdot [1 - \Phi(Z)] \quad (1.2)$$

где  $\Phi(Z)$  - интеграл вероятности,

$$\Phi(Z) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^Z e^{-z^2} \cdot dz \quad (1.3)$$

$Z$  - аргумент интеграла вероятности,

$$Z = \frac{x}{2\sqrt{D_{\text{Э}}\tau}} \quad (1.4)$$

$\tau$  - время образования смеси (время перекачки).

График функции  $0,5 \cdot [1 - \Phi(Z)]$  приведен на рисунке 1.4

В соответствии с ним концентрация  $K_B = 1$  имеет место при  $Z \rightarrow -\infty$ , а  $K_B =$

0 при  $Z \rightarrow +\infty$ , то есть смесь занимает как бы весь трубопровод. Это дефект используемой математической модели.

Для инженерных целей под областью смеси понимают зону, где концентрация продукта Б в продукте А изменяется от 99 до 1 %. Значение аргумента интеграла вероятности  $Z$  при  $K_B = 0,01$  равно 1,645, а при  $K_B = 0,99$  равно - 1,645.

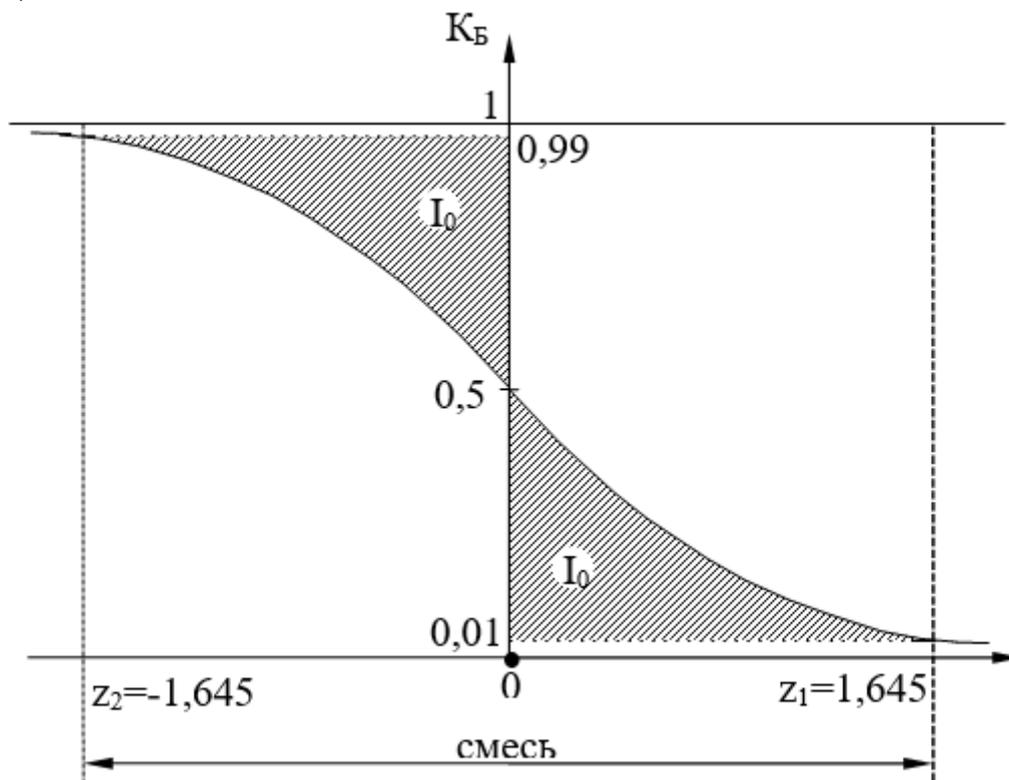


Рисунок 1.4 – График функции  $K_B$

Пусть  $x_1$  и  $x_2$  - координаты сечений, ограничивающих область смеси. Тогда можем записать:

$$\frac{x_2}{2\sqrt{D_э \cdot \tau}} = 1,645; \quad \frac{x_1}{2\sqrt{D_э \cdot \tau}} = -1,645$$

Длину области смеси найдем как разность  $x_2$  и  $x_1$

$$l_{см} = x_2 - x_1 = 1,645 \cdot 2\sqrt{D_э \cdot \tau} - (-1,645 \cdot 2\sqrt{D_э \cdot \tau}) = 6,58\sqrt{D_э \cdot \tau} \quad (1.5)$$

Если учесть, что время образования смеси  $\tau = L / v_{см}$ , то можем переписать

$$l_{см} = 6,58 \sqrt{\frac{D_э L}{v_{см}}} \quad (1.6)$$

где  $L$  - пройденный смесью путь;

$v_{см}$  - скорость смеси.

Соответственно объем смеси будет равен

$$V_{см} = l_{см} \cdot F = 6,58 \cdot F \sqrt{\frac{D_{э} \cdot L}{v_{см}}} \quad (1.7)$$

где  $F$  - площадь сечения трубопровода.

Из полученных формул видно, что длина и объем смеси меняются пропорционально корню квадратному из пройденного смесью расстояния и зависят также от площади сечения трубопровода и коэффициента продольного перемешивания (диффузии)

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нечваль М.В., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам.- М: Недра, 1976.- 221 с.
2. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов / Лурье М.В., Марон В.И., Мацкин Л.А. и др. - М: Недра, 1979.- 256 с.
3. Последовательная перекачка нефтепродуктов по разветвленным трубопроводам / Новоселов В.Ф., Ярыгин Е.Н., Козачук Б.А. и др.- М: Недра, 1994.- 112 с.
4. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В. и др. – М.: Нефть и газ, 1999. – 300 с.
5. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др.- М: Недра, 1988.- 368 с.
6. Коршак А.А.Специальные методы перекачки: Конспект лекций. – Уфа: Фонд содействия развитию научных исследований, 2000. – 211 с.

## ЛЕКЦИЯ 10 ПЕРЕКАЧКА ВЫСОКОВЯЗКИХ И ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ

С каждым годом в нашей стране и за рубежом увеличивается добыча нефтей, имеющих высокие вязкость и температуру застывания. Кроме того, вследствие углубления отбора легких фракций при переработке нефти повышается вязкость нефтяных остатков. Как и другие массовые грузы, их наиболее экономично транспортировать по трубопроводам

Большой вклад в исследование вопросов, связанных с трубопроводным транспортом высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов, внесли Абрамзон Л.С., Агапкин В.М., Алиев Р.А., Губин В.Е., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Черников В.И., Юфин В.А., Яблонский В.С. и другие ученые.

**Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей.** Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов затруднен из-за их повышенной вязкости, высокой температуры застывания и других реологических особенностей. Высокая величина коэффициента гидравлического сопротивления при температуре окружающей среды вызывает необходимость сооружения большого числа насосных станций, что экономически не всегда целесообразно. Поэтому наряду с обычной изотермической перекачкой применяют и другие методы транспорта таких нефтей:

1. Гидроперекачку.

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

3. Перекачку с подогревом.

**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).

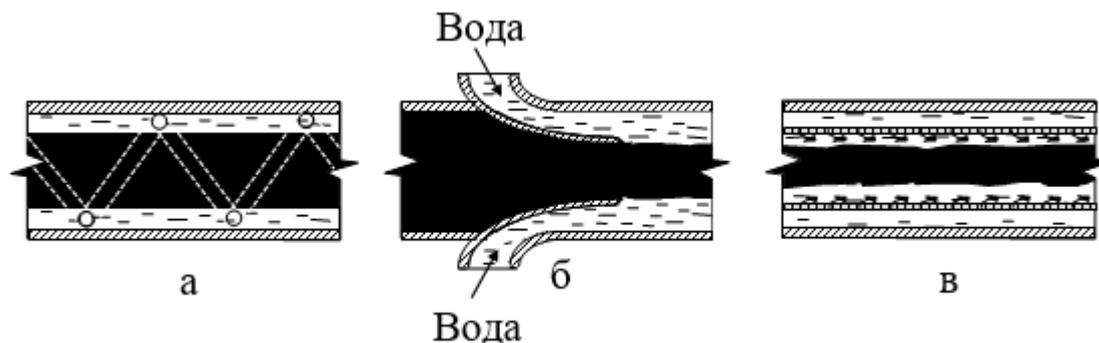
3. Перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока.

**Первый способ** заключается в том, что в трубопровод одновременно закачивают воду и вязкую нефть так, чтобы последняя двигалась внутри водяного кольца. Создание подобного кольца достигается различными путями - применением винтовой нарезки заводского изготовления (аналог: ствол нарезного оружия) или приваренных по спирали металлических полос (провода) необходимых размеров и с заданным шагом (рисунок 1а), подачей воды через кольцевые муфты с тангенциальными отверстиями, расположенными перпендикулярно потоку нефти (рисунок 1б), прокладкой нефтепровода с перфорированными стенками внутри трубопровода большего диаметра и прокачкой воды между ними (рисунок 1в).

Некоторое распространение получили лишь первые два способа создания кольцевого слоя воды.

Еще в 1906 г. Т.Д. Исаакс осуществил в США совместную перекачку тяжелой

асфальто-смолистой калифорнийской нефти ( $\rho = 980 \text{ кг/м}^3$ ;  $\nu = 20 \cdot 10^{-4} \dots 30 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ ) с водой по трубопроводу ( $D = 0,076 \text{ м}$ ,  $L = 804 \text{ м}$ ), к внутренней стенке которого была приварена спирально свернутая проволока, обеспечивающая винтовое движение потока. Возникающие при этом центробежные силы отбрасывают более тяжелую воду к стенкам трубы. Максимальная производительность трубопровода с постоянным перепадом давления была достигнута при соотношении нефти и воды 9:1.



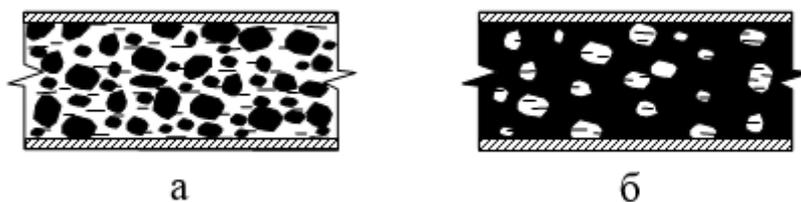
а- с применением винтовой нарезки; б- с применением кольцевых муфт; в- с использованием перфорированного трубопровода  
Рисунок 1 - Гидроперекачка нефти внутри водяного кольца

Теоретически такой способ гидротранспорта высоковязких и парафинистых нефтей был изучен В.И. Черникиным и его учениками. В результате расчетов было показано, что производительность трубопровода по нефти увеличивается при гидроперекачке в 14...16 раз по сравнению с изотермической перекачкой одной нефти. Однако широкого распространения данный способ гидротранспорта не получил из-за сложности изготовления винтовых нарезок на внутренней поверхности труб, их засорения. При отсутствии же нарезки вследствие разности плотностей нефти и воды последняя занимает положение у нижней образующей трубы и эффект от гидроперекачки резко снижается.

Перекачку высоковязкой нефти по схеме, приведенной на рисунке 1б, применяет компания Shell Oil Co.: по трубопроводу диаметром 150 мм и длиной 39 км транспортируют нефть вязкостью  $50000 \text{ мм}^2/\text{с}$  при  $38 \text{ }^\circ\text{C}$ . Поток содержит 70% нефти и 30% воды. Производительность перекачки  $4300 \text{ м}^3/\text{сутки}$ . Установлено, что структура потока, в котором вязкая нефть движется внутри воды сохраняется при скорости потока не более  $0,92 \text{ м/с}$ .

С увеличением дальности перекачки неизбежно произойдет гравитационное расслоение нефти и воды, что приведет к резкому увеличению перепада давления в трубопроводе.

**Второй способ** гидротранспорта 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 (рисунок 1.1а).



а- типа «нефть в воде»; б- типа «вода в нефти»  
Рисунок 1.1 – Гидроперекачка в виде эмульсии

Для стабилизации эмульсий и придания стенкам трубопровода гидрофильных свойств, т.е. способности удерживать на своей поверхности воду, в них добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Устойчивость эмульсии типа «нефть в воде» зависит от характеристики и концентрации ПАВ, температуры, режима течения, соотношения воды и нефти в потоке.

Уменьшение объема воды в смеси ухудшает устойчивость эмульсии. При увеличении объема транспортируемой воды устойчивость эмульсии повышается, но возрастают энергозатраты на перекачку балласта (воды). В результате экспериментов было установлено, что минимальное количество воды должно составлять около 30 % от общего объема транспортируемой смеси.

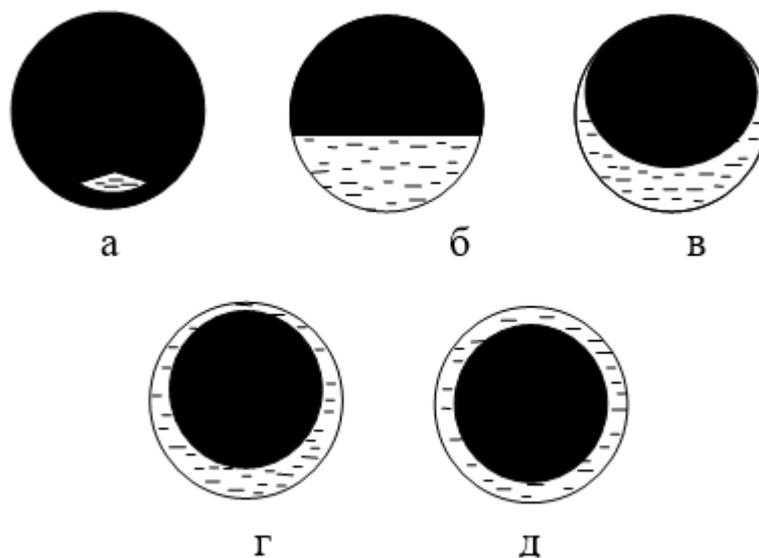
Недостатком данного способа гидроперекачки является опасность инверсии фаз, т.е. превращения эмульсии типа «нефть в воде» в эмульсию типа «вода в нефти» (рисунок 1.1б), при изменении скорости или температуры перекачки. Транспортирование водонефтяных эмульсий по трубопроводам с промежуточными насосными станциями также нежелательно, поскольку в насосах происходит диспергирование фаз и такие эмульсии затем трудно разрушить.

Эмульсии типа «н/в» транспортируются только по промышленным трубопроводам: от скважины до установок подготовки нефти. В учебниках, как пример такого способа гидроперекачки, приводится магистральный нефтепровод Танджунг-Баликпапан в Индонезии ( $D=500$  мм,  $L=238$  км, годовая производительность 3,7 млн.т, число перекачивающих станций - 3). Однако нефть и вода смешиваются в смесителе перед закачкой в этот трубопровод при температуре грунта (301...302 К), которая значительно ниже температуры застывания нефти (318,8 К). В результате в смесителе образуется не эмульсия, а суспензия, т.к. частицы такой нефти при температуре смешения представляют собой твердые гранулы. Видимо этим и объясняется длительная успешная работа данного магистрального нефтепровода.

**Третий способ** гидроперекачки - это перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока (рисунок 1.2).

Обычно его иллюстрируют так: нефть и вода, движущиеся в трубопроводе, имеют плоскую границу раздела. За счет того, что часть периметра трубы контактируется с менее вязкой водой увеличивается производительность трубопровода или при том же расходе нефти уменьшается перепад давления. На

самом деле совместное течение нефти и воды без искусственного вмешательства характеризуется несколькими структурными формами течения, переходящими одна в другую по мере изменения скорости.



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

Рисунок 1.2 – Структурные формы водонефтяного потока при послойной перекачки нефти и воды

Каждая структурная форма течения устанавливается самопроизвольно как только достигаются условия для ее существования.

Любопытна связь структурных форм водонефтяного потока с величиной гидравлического уклона. Согласно экспериментальным исследованиям Ф.М. Галина, она такова (рисунок 1.3).

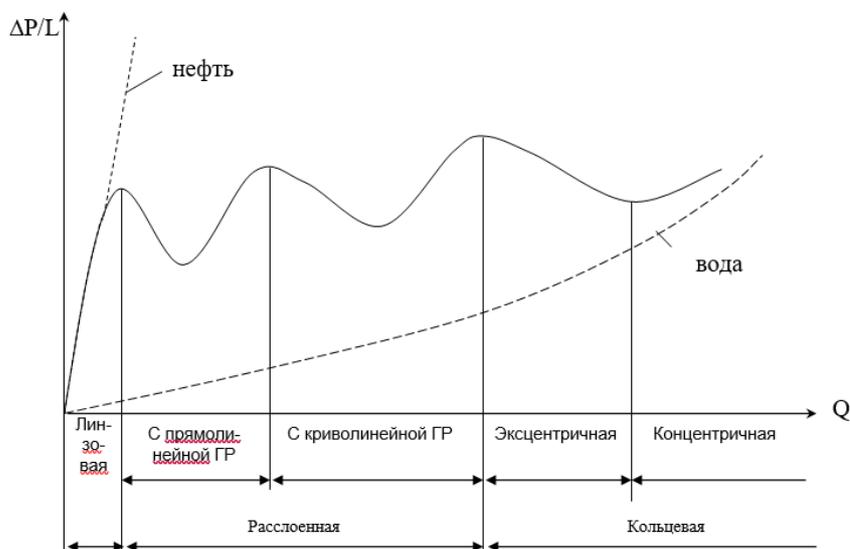


Рисунок 1.3 – Зависимость гидравлического уклона от расхода при перекачке смеси нефти и воды

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

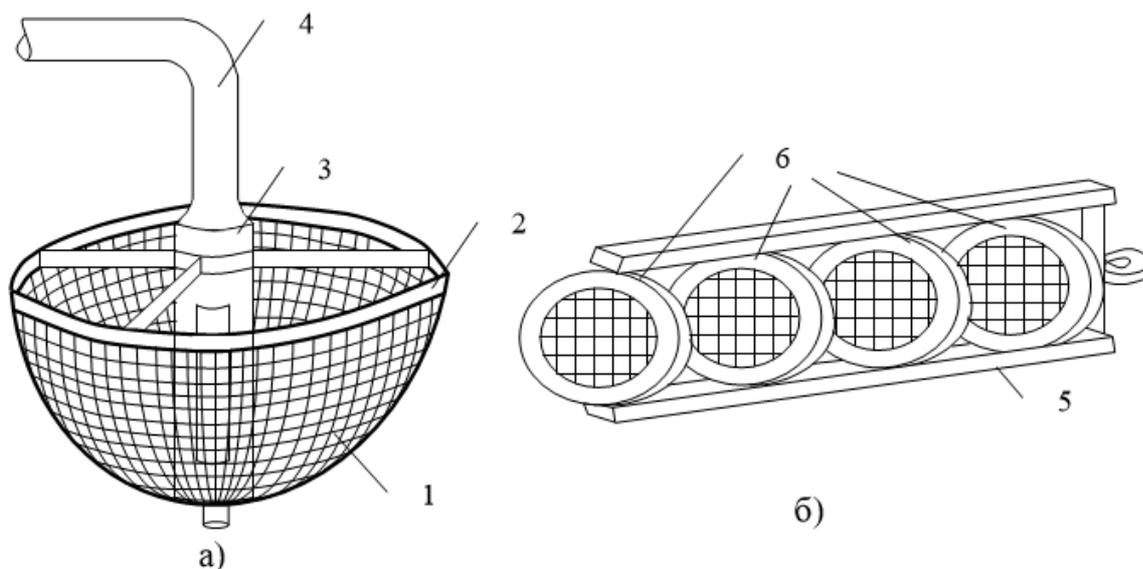
Такой способ гидроперекачки применяется только на коротких трубопроводах. Нефтепровод Коштар-Ляльмикар в Узбекистане ( $D = 200$  и  $168$  мм,  $L = 26$  км) был пущен в июне 1974 г для обычной перекачки коштарской нефти ( $\rho = 959$  кг/м<sup>3</sup>,  $T_{заст.} = 298$  К).

## ЛЕКЦИЯ №10.1 ПЕРЕКАЧКА С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ УЛУЧШЕНИЕМ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ ЗА СЧЕТ МЕХАНИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Сущность данного метода перекачки состоит в том, что 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. Обычных скоростей перекачки достаточно, чтобы полученная суспензия парафина в нефти сравнительно длительное время сохраняла необходимую подвижность.

Разрушение парафиновых структур может выполняться с помощью специальных мешалок, путем виброобработки, с помощью диафрагм и т.д.

Устройства для виброобработки нефтей (рисунок 1.4) состоят из сита, которое контактирует с нефтью, вибратора, приводящего сито в колебательное движение, и трубопроводов. В отдельных случаях вибратор может воздействовать на трубопровод без применения сит.



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

Рисунок 1.4 - Устройства для выработки высокопарафинистой нефти

Устройство для откачки вязких высокопарафинистых нефтей из резервуаров (земляных амбаров) состоит (рисунок 1.4а) из сита 1 в виде полусферы, которое жестко, с помощью пояса 2 укрепляется на вибраторе 3. Вибратор 3 трубопроводом 4 соединяется с насосом для откачки нефти.

Виброобработка производится виброситом с размером ячеек от 1,5 до 8 мм в течение 1...5 минут при частоте колебаний 20...250 Гц. Объясняется это тем, что при частотах колебаний менее 20 Гц разрушение структуры парафина в нефти до мелкодисперсного состояния не происходит, а при частотах свыше 250 Гц вибросито вырывает застывшую нефть кусками и разбрасывает по поверхности не успевая разрушить структуру в ней.

Устройство работает следующим образом. Включают вибратор 3 и при температуре нефти на 5...10 градусов ниже температуры застывания погружают его в нефть. Нефть проходит через ячейки вибросита, парафинистая структура в ней разрушается и образующаяся суспензия через отверстия в корпусе вибратора попадает во всасывающий трубопровод 4.

Разрушение парафиновой структуры нефти можно производить и непосредственно в трубопроводе. Для этой цели используется устройство (рисунок 1.4б), состоящее из каркаса 1, внутри которого укреплены кольца с сетками (плоскими или вогнутыми) 2. Размеры ячеек и частота виброобработки та же, что и в устройстве, рассмотренном ранее. Разрушение формирующейся структуры происходит в результате возвратно-поступательного движения каркаса вдоль направления движения потока.

Об эффективности данного метода улучшения реологических параметров парафинистых нефтей говорит следующий факт: вязкость **мангышлакской** нефти при температуре на 5...10 градусов меньше  $T_{заст.}$  после обработки ее виброситами при градиентах скорости сдвига 2800...3200  $c^{-1}$  уменьшилась с 18...20 до 0,5...1 Па·с.

Однако с течением времени структура парафина в нефти восстанавливается (в зависимости от состава нефти для этого требуется от нескольких часов до нескольких суток). Установлено, что высокопарафинистые нефти, не содержащие асфальтенов практически не изменяют своих свойств после механического разрушения, т.к. решетка парафина после прекращения ее разрушения восстанавливается очень быстро. По мере увеличения содержания асфальтенов в высокопарафинистой нефти продолжительность восстановления структуры увеличивается. Это связано с тем, что молекулы асфальтенов адсорбируются на поверхности кристаллов парафина и препятствуют образованию прочной парафинистой структуры. Вместе с тем превышение некоторого оптимального содержания асфальтенов в нефти настолько загущает ее, что вязкость снова начинает расти.

Метод виброобработки используется в незначительных масштабах, т.к. установки малопродуктивны. Основная область его применения - это откачка застывшей нефти из резервуаров, земляных амбаров и технологических трубопроводов.

## ЛЕКЦИЯ 11 Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями

Одним из эффективных и доступных способов улучшения реологических свойств высоковязких нефтей и нефтепродуктов является применение углеводородных разбавителей-конденсатов и маловязких нефтей.

Использование разбавителей позволяет довольно существенно снизить вязкость и температуру застывания нефти. Во-первых, понижается концентрация парафина в смеси, т.к. часть его растворяется легкими фракциями разбавителя. Во-вторых, если в маловязкой жидкости, используемой в качестве разбавителя, содержатся асфальтосмолистые вещества, последние, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, препятствуют образованию прочной структурной решетки.

Первые в нашей стране опыты по перекачке нефтей с разбавителями были проведены А.Н. Сахановым и А.А. Кашеевым в 1926 г. В этих опытах высокозастывающую нефть смешивали с керосиновым дистиллятом и перекачивали по трубопроводу. Полученные результаты были настолько хороши, что использовались при проектировании нефтепровода Грозный-Черное море. В дальнейшем исследованием вопросов перекачки высоковязких нефтей с разбавителями занимались Л.С. Абрамзон, Э.М. Блейхер, В.Е. Губин, Р.Г. Исхаков, В.А. Куликов, Л.С. Маслов, Ю.А. Сковородников, Ю.В. Скрипников, В.Н. Степанюгин, П.И. Тугунов, В.А. Юфин и др.

Оценим влияние добавления маловязкого разбавителя на работу нефтепровода. Для определения вязкости смеси нефти с разбавителями весьма удобна формула М.М. Кусакова

$$v_{с м} = v_{н} \cdot e^{-ak}, \quad (1.1)$$

где  $a$  - коэффициент, определяемый в результате лабораторных исследований свойств смесей нефти с разбавителем;

$k$  - его концентрация.

Потери напора  $H_n$  при перекачке вязкой нефти равны

$$H_n = \beta \cdot \frac{Q_n^{2-m} \cdot v_n^m \cdot L}{D^{5-m}}, \quad (1.2)$$

где  $Q_n$  - расход вязкой нефти.

$\beta$  - числовой коэффициент, величина которого зависит от режима течения и зоны трения

$m$  - числовой коэффициент постоянный для каждой зоны трения

Режим (зона) течения		$A_{TP}$	$m$	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$
Ламинарный		64	1	4,15
Переходная зона		$0,133 \cdot 10^{-4}$	-1,02	$1,41 \cdot 10^{-6}$
Турбулентный	гидравлически гладкие трубы	0,3164	0,25	0,0246
	смешанное трение	$0,206 \cdot (\bar{k})^{0,15}$	0,1	$0,0166 \cdot (\bar{k})^{0,15}$
	квадратичное трение	$0,11 \cdot (\bar{k})^{0,25}$	0	$9,09 \cdot 10^{-3} \cdot (\bar{k})^{0,25}$

Для разбавленной нефти

$$H_{cm} = \beta \cdot \frac{Q_{cm}^{2-m} \cdot v_{cm}^m \cdot L}{D^{5-m}}. \quad (1.3)$$

Если наложить условие, что  $H_{cm} = H_n$ , то в трубопроводе устанавливается расход

$$Q_{cm} = Q_n \cdot e^{\frac{amk}{2-m}}, \quad (1.4)$$

то есть в  $e^{\frac{amk}{2-m}}$  раз больше.

Расход смеси  $Q_{cm}$  складывается из нового расхода высоковязкой нефти  $Q'_n$  расхода разбавителя  $Q_p$ , т.е.

$$Q_{cm} = Q'_n + Q_p.$$

Поделив обе половины данного уравнения на  $Q_{cm}$  и принимая во внимание, что по определению  $Q_p / Q_{cm} = K$ , получим

$$Q_{cm} = \frac{Q'_n}{1-K}. \quad (1.5)$$

Решая совместно (1.4) и (1.5), находим новый расход нефти в трубопроводе после её разбавления

$$Q'_n = Q_n \cdot (1-K) \cdot e^{\frac{amk}{2-m}}, \quad (1.6)$$

т.е. расход нефти изменяется в  $(1-K) \cdot e^{\frac{amk}{2-m}}$  раз.

Чтобы разбавлением добиться увеличения производительности трубопровода по нефти должно выполняться условие

$$a > \frac{2-m}{m \cdot K} \cdot |\ln(1-K)| . \quad (1.7)$$

При ламинарном режиме перекачки увеличение производительности составит  $(1-K) \cdot e^{ak}$ , а при турбулентном ( $m = 0,25$ ) -  $(1-K) \cdot e^{0,143 \cdot ak}$ . То есть при ламинарном режиме перекачки эффект увеличения производительности (если он есть) выше в число раз

$$\frac{(1-K) \cdot e^{ak}}{(1-K) \cdot e^{0,143 \cdot ak}} = e^{0,857 \cdot ak} . \quad (1.8)$$

Если необходимости в увеличении производительности трубопровода по нефти нет ( $Q'_H = Q_H$ ), то с помощью разбавления можно уменьшить потери напора на трение.

Подставляя в формулу Лейбензона параметры смеси, будем иметь

$$H_{c\ m} = \beta \cdot \left( \frac{Q_H}{1-K} \right)^{2-m} \cdot \frac{v_H^m \cdot e^{-amk} \cdot L}{D^{5-m}} = H_H \cdot \frac{e^{amk}}{(1-K)^{2-m}} . \quad (1.9)$$

Таким образом, при разбавлении высоковязкой нефти потери напора на трение уменьшаются в  $e^{amk}/(1-K)^{2-m}$  раз. Максимальный эффект будет иметь место при ламинарном режиме перекачки. Чем более развит турбулентный режим, тем снижение потерь напора меньше.

Теоретически возможен случай, когда  $m = 0$  и положительный эффект от разбавления отсутствует. Однако высоковязкие нефти в зоне квадратичного трения турбулентного режима не перекачиваются.

Перекачка высоковязких нефтей в смеси с разбавителями распространена достаточно широко. Так, в нашей стране на самарской базе смешения часть высокопарафинистой мангышлакской нефти смешивается с маловязкими нефтями Поволжья и закачивается в нефтепровод “Дружба”.

Разбавление высоковязких нефтей и нефтепродуктов бензинами и керосинами для облегчения перекачки практически не осуществляется, т.к. их доставка на месторождения требует больших капитальных и эксплуатационных затрат. Для мазутов и гудронов такие разбавители также нецелесообразны поскольку на конечных пунктах нужны установки по разгонке смеси.

Целесообразнее всего в качестве разбавителей использовать маловязкие нефти. Если на месторождении добываются нефти разных свойств - высоковязкие, высокопарафинистые и маловязкие, то разбавляя вязкие нефти маловязкими, можно добиться резкого снижения вязкости и температуры застывания смеси и, таким образом, облегчить их перекачку.

В общем случае выбор типа разбавителя производится путем сравнения для

конкурирующих вариантов суммарных затрат на получение, доставку и смешение разбавителя, а также транспортировку смеси. Кроме того следует учитывать, что смешением высокопарафинистых нефтей с маловязкими можно получить смеси заранее определенного состава и тем самым стабилизировать работу нефтепровода и установок нефтеперерабатывающих заводов, увеличить выход продуктов переработки нефти.

Интересен также такой факт: на реологические свойства нефтяной смеси оказывает влияние температура смешиваемых компонентов. Гомогенная смесь получается если смешение производится при температуре на 3...5 градусов выше температуры застывания вязкого компонента. При неблагоприятных условиях смешения эффективность разбавителя в значительной степени уменьшается и может произойти даже расслоение смеси.

## ЛЕКЦИЯ №11.1 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.

Первые опыты по термообработке парафинистых нефтей и нефтепродуктов в нашей стране были выполнены еще в 30-х годах. Так, термическая обработка нефти Ромашкинского месторождения позволила снизить ее вязкость более чем в 2 раза и уменьшить температуру застывания на 20 °С.

Исследования позволили выявить ряд закономерностей, связанных с термической обработкой нефтей:

1. Термообработка позволяет улучшить реологические свойства только парафинистых нефтей, содержащих асфальто-смолистые вещества.

2. Термообработка высокозастывающих парафинистых нефтей при температуре подогрева меньшей, чем температура плавления парафинов, резко ухудшает реологические свойства нефти.

3. Для парафинистых нефтей существует оптимальная температура подогрева, при которой эффект термообработки наибольший. Эта температура всегда выше температуры плавления парафинов, находящихся в нефти.

4. Чем больше в нефти отношение содержания парафинов к содержанию асфальтосмолистых веществ, тем меньше эффект термообработки.

5. На свойства термически обработанных нефтей большое влияние оказывают способ (в статике или динамике) и скорость охлаждения нефти.

Уже из данного перечня закономерностей, присущих термообработке, ясно, что достигаемое улучшение реологических свойств нефтей связано с

видоизменением структуры парафина в процессе его кристаллизации, благодаря присутствию асфальтосмолистых веществ. Научное объяснение эффекта термообработки таково.

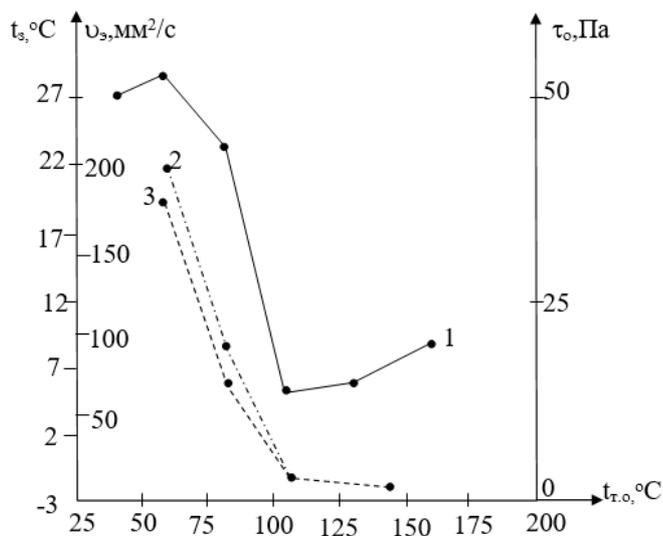
В обычных условиях при естественном охлаждении парафинистых нефтей образуется кристаллическая парафиновая структура, придающая нефти свойства твердого тела. Прочность структуры оказывается тем больше, чем выше концентрация парафина и чем меньше размеры образующихся кристаллов. Осуществляя нагрев нефти до температуры, превышающей температуру плавления парафинов, мы добиваемся их полного растворения. При последующем охлаждении нефти происходит кристаллизация парафинов. На величину, число и форму кристаллов парафина в нефти оказывает влияние соотношение скорости возникновения центров кристаллизации парафина и скорости роста уже выделившихся кристаллов. Асфальтосмолистые вещества, адсорбируясь на кристаллах парафина, снижают поверхностное натяжение на границе с ним. В результате процесс выделения парафина на поверхности уже существующих кристаллов становится энергетически более выгодным, чем образование новых центров кристаллизации. Это приводит к тому, что в термообработанной нефти образуются достаточно крупные кристаллы парафина. Одновременно из-за наличия на поверхности этих кристаллов адсорбированных асфальтенов и смол силы коагуляционного сцепления между ними значительно ослабляются, что препятствует образованию прочной парафиновой структуры.

Степень улучшения реологических параметров термообработанной нефти зависит от температуры ее нагрева и условий последующего охлаждения.

Существование оптимальной температуры термообработки (подогрева) связано со следующим. На поверхности кристаллов парафина адсорбированы асфальтосмолистые вещества, находящиеся в нефти. При малой температуре подогрева нефти часть кристаллов парафина растворяется и освобожденные асфальтосмолистые вещества адсорбируются на поверхности нерастворившихся кристаллов парафина. Последующее охлаждение приводит к тому, что выпадающие из раствора мелкие кристаллы парафина образуют прочную структуру, повышающую эффективную вязкость и температуру застывания нефти. При повышении температуры подогрева нефти увеличивается количество растворяющихся кристаллов парафина и соответственно высвобождаемых асфальто-смолистых веществ. Однако поскольку число нерастворившихся кристаллов тугоплавких парафинов уменьшилось, то последние адсорбируют все меньше асфальтосмолистых веществ. При последующем охлаждении неадсорбированные асфальтосмолистые вещества способствуют образованию крупных кристаллов парафина, что положительно сказывается на реологических свойствах нефти. Наибольший эффект термообработки дает, когда все кристаллы парафина растворяются при нагревании. Однако дальнейший перегрев нефти приводит к необратимому разрушению содержащихся в ней асфальтосмолистых веществ и эффект термообработки снижается.

Поскольку у разных нефтей состав парафинов различен, то оптимальную температуру термообработки определяют экспериментально для каждой парафинистой нефти.

На рисунке 1 показано влияние температуры термообработки на реологические параметры жетыбайской нефти.



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

Рисунок 1 - Влияние температуры термообработки на реологические параметры жетыбайской нефти

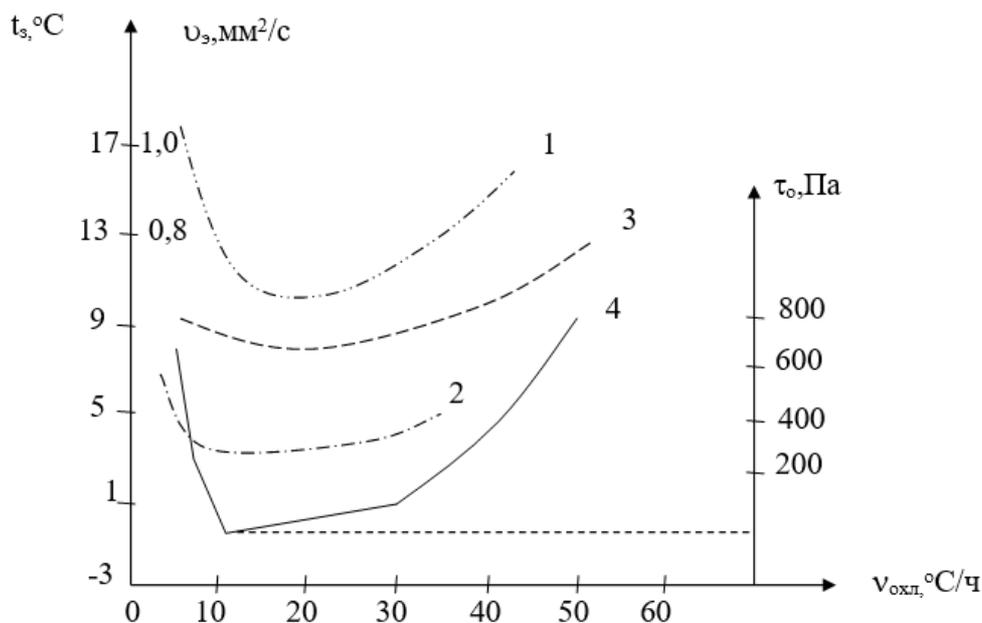
Из него видно, что при температуре термообработки  $t_{т.о.}$  около  $50\text{ }^\circ\text{C}$  температура застывания этой нефти не только не снижается, а, наоборот, возрастает. Дальнейшее увеличение температуры термообработки ведет к снижению  $t_{заст.}$  А начиная со значений  $t_{т.о.} \approx 110\text{ }^\circ\text{C}$  температура застывания термообработанной нефти снова растет.

Здесь же показан характер зависимости эффективной вязкости  $v_э$  и начального напряжения сдвига  $\tau_0$  жетыбайской нефти от температуры термообработки. Видно, что резкое уменьшение  $v_э$  и  $\tau_0$  имеет место лишь при  $t_{т.о.} \leq 90\text{ }^\circ\text{C}$ , дальнейшее увеличение последней практически не дает эффекта.

На этом основании оптимальной температурой термообработки жетыбайской нефти является  $90\text{ }^\circ\text{C}$ .

Скорость охлаждения нефти влияет на процесс роста кристаллов парафина. При оптимальной температуре охлаждения образуются крупные конгломераты парафино-смолистых веществ, которые неравномерно распространяются по всему объему. В нефти, не подвергавшейся термообработке или термообработанной при неоптимальных температурах и охлажденной с неоптимальной скоростью кристаллы парафина мельче, число их больше, они более равномерно распределены по всему объему нефти и в отсутствие движения могут соединяться между собой, образуя достаточно прочную структурную решетку, в ячейках которой располагается жидкая нефть.

На рисунке 1.1 показан характер зависимости температуры застывания и начального напряжения сдвига усинской и возейской нефтей от скорости их охлаждения при термообработке. Видно, что оптимальной для этих нефтей является скорость охлаждения  $10\text{...}15$  градусов в час.



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

Рисунок 1.1 - Изменение реологических параметров высокопарафинистых нефтей в зависимости от скорости охлаждения

На результаты термообработки оказывает влияние также состояние нефти в процессе охлаждения. Если нефть охлаждать в движении (например, подогретую до оптимальной температуры нефть сразу закачивать в трубопровод), то ее реологические свойства хотя и улучшаются, но значительно меньше, чем при охлаждении в покое. В то же время охлаждение в динамике дешевле. Вместе с тем, исходя из того, что охлаждение в статических условиях призвано повлиять на структуру кристаллизующегося парафина, можно принять комбинированный метод охлаждения: от оптимальной температуры термообработки (~ 90 °С) до 40...60 °С нефть можно охлаждать в движении (почти весь парафин еще растворен), а начиная с 40...60 °С до эксплуатационной - с заданным темпом в статических условиях.

Необходимо отметить, что реологические параметры термообработанной нефти с течением времени ухудшаются и в конце концов достигают значений, которые нефть имела до термообработки.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов.- М: Недра,1981.-256 с.
2. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.- М: Недра, 1982.- 246 с.
3. Новоселов В.Ф., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки. -

Уфа: Изд. Уфим.нефт.ин-та, 1988.- 114 с.

4. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов.- М: Недра, 1984.- 224 с.

5. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам.- М: Недра, 1973.- 89 с.

6. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др. - М: Недра, 1988.- 368 с.

## ЛЕКЦИЯ 11 ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ С ПОДОГРЕВОМ

Наиболее распространенным способом трубопроводного транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей в настоящее время является их перекачка с подогревом. Поэтому мы рассмотрим ее наиболее подробно.

Существует несколько вариантов перекачки высокозастывающих нефтей с подогревом. Для коротких (чаще нефтебазовых) трубопроводов используют методы электроподогрева:

- путем пропуска электрического тока по телу трубы;
- применением электронагревательных элементов в виде специальных кабелей и лент.

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. В качестве источника питания, как правило, применяются однофазные трансформаторы. С учетом требований техники безопасности и незначительного сопротивления труб напряжение источника питания составляет 12...36 В. Максимальная длина трубопровода, обогреваемого от одного источника питания, равна 1200 м. При большей длине обогреваемый трубопровод разбивается на несколько самостоятельных участков и питание подводится к каждому из них в отдельности. В этом случае стоимость электрической системы подогрева значительно возрастает за счет большого числа пунктов питания и длины соединительных проводов. Использование данного метода на магистральных трубопроводах сдерживается и по техническим причинам: нагреваемый участок должен быть электрически изолирован от грунта, чтобы предотвратить большие утечки тока.

Более распространены электронагревательные элементы в виде кабелей и лент. Кабели высокого сопротивления имеют термостойкую электроизоляцию и защиту от механических повреждений. Монтируются в основном с наружной поверхности трубы. Энергопотребление нагревательного кабеля составляет около 100 Вт на 1 м трубы. 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, что приводит к необходимости поддерживать на кабеле высокую температуру. Мощность, потребляемая греющим кабелем, достигает 4000 кВт, а обогреваемая длина 13,2 км.

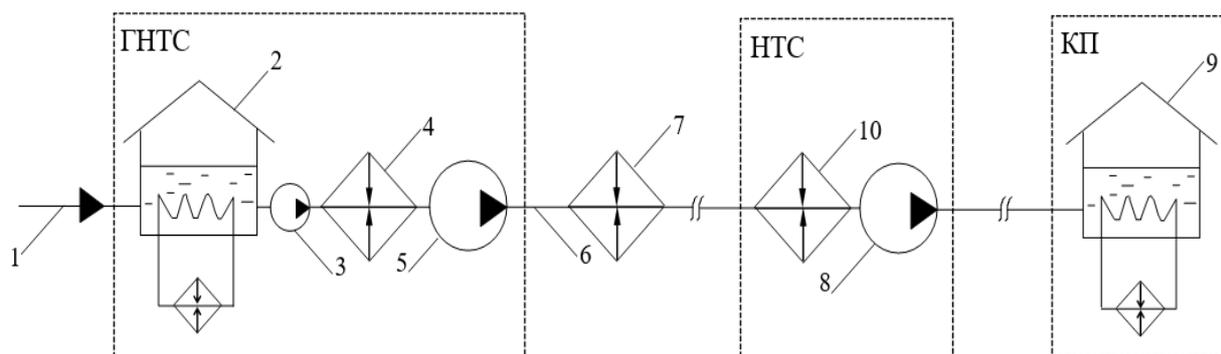
Большее распространение для подогрева труб получили электронагревательные ленты шириной 25...80 мм, с длиной активной части от 3 до 40 м и толщиной 1,5 мм. Лента наматывается на трубопровод и его фасонные части. Для сокращения теплопотерь трубопровод с гибкой лентой покрывается тепловой изоляцией.

Для магистральных трубопроводов наибольшее распространение получил способ “горячей” перекачки, предусматривающий нагрев нефти перед ее закачкой в трубопровод и периодический подогрев нефти по мере ее остывания

в процессе движения. Принципиальная схема такой перекачки следующая (рисунок 1).

Нефть с промысла по трубопроводу 1 подается в резервуарный парк 2 головной перекачивающей станции. Резервуары оборудованы подогревательными устройствами, с помощью которых поддерживается температура нефти, позволяющая выкачать ее подпорными насосами 3.

Они прокачивают нефть через дополнительные подогреватели и подают на прием магистральных насосов 5. Магистральными насосами нефть закачивается в магистральный трубопровод 6.



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

Рисунок 1 - Принципиальная технологическая схема «горячей» перекачки

По мере движения в магистральном трубопроводе нефть за счет теплообмена с окружающей средой остывает. Поэтому по трассе трубопровода через каждые 25...100 км устанавливают пункты подогрева 7. Далее нефть попадает на промежуточную насосную станцию 8, где также установлены подогреватели и все повторяется снова. В конце концов нефть закачивается в резервуары 9 конечного пункта, также оборудованные системой подогрева.

В настоящее время в мире эксплуатируется более 50 «горячих» магистральных трубопроводов. Крупнейшим из них является нефтепровод **Узень-Гурьев-Куйбышев**.

Так как данный способ перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов получил наибольшее распространение мы уделим ему больше внимания.

## 12.1 ТЕПЛОВЫЙ РЕЖИМ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ

Подогретая нефть, двигаясь по трубопроводу, отдает тепло в окружающую среду и постепенно остывает. Выделим на расстоянии  $x$  от начала трубопровода участок длиной  $dx$  и составим для него уравнение теплового баланса (рисунок 1.1).

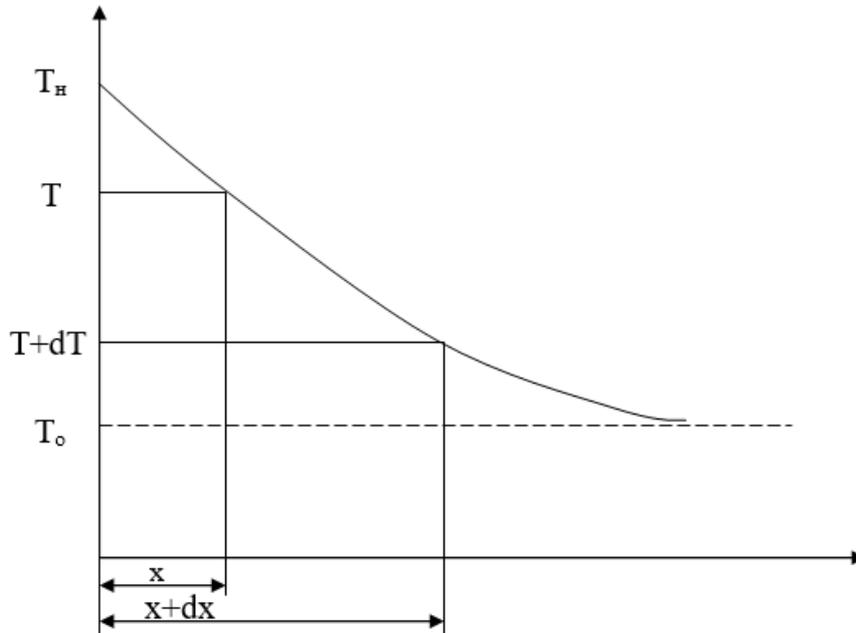


Рисунок 1.1 – Схема к выводу закона изменения температуры нефти по длине трубопровода

При движении нефти через рассматриваемый участок она охладится на  $dT$  и потеряет в единицу времени количество тепла (изменение теплосодержания)

$$dq_1 = -M \cdot c_p \cdot dT \quad (1.1)$$

где  $M$  - массовый расход;

$c_p$  - теплоемкость нефти.

Знак “минус” учитывает, что температура нефти по мере удаления от пункта подогрева уменьшается ( $dT < 0$ ).

Изменение температуры нефти в трубопроводе происходит по следующим причинам:

- отдача тепла в окружающую среду

$$dq_2 = K \pi D \cdot (T - T_o) \cdot dx; \quad (1.2)$$

- нагрев нефти вследствие выделения тепла трения

$$dq_3 = -M g_i \cdot dx; \quad (1.3)$$

- нагрев нефти вследствие выделения из нее кристаллов парафина

$$dq_4 = \frac{M\varepsilon\chi}{T_{нп} - T_{кп}} \cdot dT, \quad (1.4)$$

где  $K$  - полный коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду;

$D$  - внутренний диаметр отложений в трубопроводе;

$T$  - температура нефти в сечении  $x$ ;

$T_o$  - температура окружающей среды;

$i$  - средний гидравлический уклон;

$\varepsilon$  - массовая доля парафина в нефти;

$\chi$  - теплота кристаллизации парафина (150 кДж/кг);

$T_{нп}, T_{кп}$  - температуры соответственно начала и конца выпадения парафина.

Соответственно уравнение теплового баланса для нефти, находящейся в участке трубы длиной  $dx$ , примет вид

$$-Mc_p dT = K\pi D \cdot (T - T_o) dx - Mgi dx + \frac{M\varepsilon\chi}{T_{нп} - T_{кп}} dT. \quad (1.5)$$

Разделяя переменные, получим

$$dx = \frac{-M \cdot \left( c_p + \frac{\varepsilon \cdot \chi}{T_{нп} - T_{кп}} \right)}{K\pi D \cdot (T - T_o) - Mgi} \cdot dT. \quad (1.6)$$

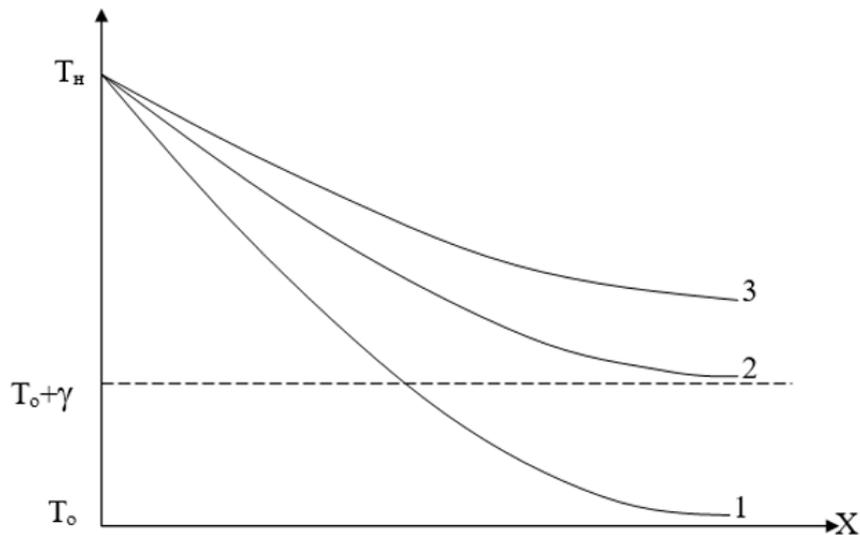
Интегрируя левую часть уравнения (1.6) от 0 до  $x$ , а правую от  $T_n$  до  $T(x)$ , после ряда преобразований получим

$$T(x) = T_o + \gamma + (T_n - T_o - \gamma) \cdot e^{-ax}, \quad (1.7)$$

где  $\gamma, a$  - расчетные коэффициенты

$$\gamma = \frac{Mgi}{K\pi D} \quad (1.8)$$

$$a = \frac{K\pi D}{M \left( c_p + \frac{\varepsilon\chi}{T_{нп} - T_{кп}} \right)} \quad (1.9)$$



1 - по формуле Шухова ( $\varepsilon = 0 ; \gamma = 0$ );

2 - по формуле (2.14) при  $\varepsilon = 0$  и  $\gamma \neq 0$ ;

3 - по формуле (1.7) при  $\varepsilon \neq 0$  и  $\gamma \neq 0$

Рисунок 1.2 - Характер изменения температуры нефти подлине трубопровода при различных значениях  $\gamma$  в  $\varepsilon$ ;

Из формулы (1.7) как частный случай ( $\gamma = 0, \varepsilon = 0$ ) получается формула Шухова.

Характер изменения температуры нефти в трубопроводе при различных сочетаниях  $\gamma$  и  $\varepsilon$  приведен на рисунке 1.2 .

Из рисунка 1.2 видно, что вследствие выделения тепла трения температура нефти несколько превышает температуру окружающей среды. Чем больше в нефти парафина, тем медленнее она остывает.

Полный коэффициент теплопередачи, входящий в формулу (1.7), определяется из уравнения

$$\frac{1}{KD} = \frac{1}{\alpha_1 D} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{i+1}}{D_i} + \frac{1}{\alpha_2 D_{из}}, \quad (1.10)$$

где  $\lambda_i, D_i, D_{i+1}$  - коэффициент теплопроводности, внутренний и наружный диаметры  $i$ -того слоя (отложений, трубы, изоляции);

$\alpha_1$  - внутренний коэффициент теплоотдачи, характеризующий теплоперенос от нефти к внутренней поверхности отложений;

$\alpha_2$  - внешний коэффициент теплоотдачи, характеризующий теплоперенос от внешней поверхности изоляции в окружающую среду;

$D_{из}$  - наружный диаметр изоляции.

Внутренний коэффициент теплоотдачи определяется по формуле

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_H}{D} Nu, \quad (1.11)$$

где  $\lambda_H$  - коэффициент теплопроводности нефти.

Величина числа Нуссельта определяется по экспериментальным формулам в зависимости от режима перекачки, например, по Михееву:

- при ламинарном режиме ( $Re \leq 2000$ )

$$Nu = 0,17 Re^{0,33} \cdot Pr^{0,43} \cdot Gr^{0,1} \cdot \left( \frac{Pr}{Pr_w} \right)^{0,25}, \quad (1.12)$$

- при турбулентном режиме ( $Re \geq 10000$ )

-

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot \left( \frac{Pr}{Pr_w} \right)^{0,25} \quad (1.13)$$

$Re, Pr < Gr$  - числа Рейнольдса, Прандтля и Грасгофа

$$Re = \frac{\omega D}{\nu}; \quad Pr = \frac{\nu \rho c_p}{\lambda_H}; \quad Gr = \frac{D^3 g \beta_t (T - T_w)}{\nu^2};$$

где  $\beta_t$  - коэффициент температурного расширения;

$T_w$  - средняя температура стенки трубопровода.

В переходной области  $2000 < Re < 10000$  величина коэффициента  $\alpha_1$  определяется интерполяцией.

Внешний коэффициент теплоотдачи определяется по формуле Аронса - Кутателадзе

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{гр}}{D_{из} \cdot \ln \left( \frac{4H_{п}}{D_{из}} + \frac{1}{Nu_o} \right)}, \quad (1.14)$$

где  $H_{п}$  - приведенная глубина заложения трубопровода,

$$H_{п} = H + H_{сн} \cdot \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{сн}};$$

$H$  - фактическая глубина заложения;

$H_{сн}$  - высота снежного покрова;

$\lambda_{гр}, \lambda_{сн}$  - коэффициент теплопроводности соответственно грунта и снега;

$Nu$  - число Нуссельта при теплоотдаче в воздух,  $Nu_o = \frac{\alpha_o H}{\lambda_{гр}}$ ;

$\alpha_o$  - коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в воздух,  
 $\alpha_o \approx 11,63 \text{ Вт/(м}\cdot\text{град)}$ .

При  $H/D_{из} > 2$  вторым слагаемым под знаком логарифма можно пренебречь. Данное равенство выполняется в случае, когда  $D_{из} \geq 600 \text{ мм}$ .

Для трубопроводов без специальной тепловой изоляции прокладываемых в грунтах малой влажности, при турбулентном режиме течения с малой погрешностью можно принять  $K \approx \alpha_2$ .

Из вышеприведенных формул видно, что при проектировании “горячих” трубопроводов дополнительно надо располагать данными о коэффициенте теплопроводности грунта, а также о теплоемкости и коэффициенте теплопроводности нефти.

В большинстве “горячих” трубопроводов при начальной температуре нефть течет в турбулентном режиме. Однако по мере удаления от пункта подогрева нефть остывает, ее вязкость возрастает, турбулентные пульсации молей жидкости ослабевают и на некотором удалении от пункта подогрева число Рейнольдса может стать равным критическому  $Re_{кр}$ , при котором турбулентный режим течения переходит в ламинарный.

Происходящую смену режима течения в “горячем” трубопроводе необходимо учитывать при гидравлическом расчете. Для этого надо знать протяженность участков с турбулентным и ламинарным режимами течения.

В соответствии с формулой (1.7) длина участка с турбулентным течением равна

$$l_T = \frac{Mc_p^*}{K_T \pi D} \cdot \ln \frac{T_H - T_o - \gamma_T}{T_{кр} - T_o - \gamma_T},$$

где  $c_p^*$  - обобщенная теплоемкость нефти,  $c_p^* = c_p + \frac{\epsilon \chi}{T_o - T_{ж}}$ ;

$K_T, \gamma_T$  - соответственно полный коэффициент теплопередачи и коэффициент  $\gamma$  при турбулентном режиме течения нефти.

Аналогично можно выразить длину участка с ламинарным течением

$$l_L = \frac{Mc_p^*}{K_L \pi D} \cdot \ln \frac{T_{кр} - T_o - \gamma_L}{T_K - T_o - \gamma_L},$$

где  $T_K$  - температура нефти на входе в пункт подогрева.

Соответственно расстояние между пунктами подогрева равно

$$l_{тс} = l_T + l_L = \frac{Mc_p^*}{\pi D} \cdot \left( \frac{1}{K_T} \cdot \ln \frac{T_H - T_o - \gamma_T}{T_{кр} - T_o - \gamma_T} + \frac{1}{K_L} \cdot \ln \frac{T_{кр} - T_o - \gamma_L}{T_K - T_o - \gamma_L} \right).$$

Во всех трех формулах присутствует неизвестная пока критическая температура  $T_{кр}$ . Выразим ее.

По определению

$$Re_{кр} = \frac{4Q_{кр}}{\pi D v_{кр}} \cdot \frac{\rho_{кр}}{\rho_{кр}} = \frac{4M}{\pi D \mu_{кр}}.$$

Отсюда динамическая вязкость нефти, соответствующая смене режима ее течения равна

$$\mu_{hp} = \frac{4M}{\pi D Re_{hp}} \quad (1.5)$$

С другой стороны, аналогично формуле Филонова-Рейнольдса можем записать

$$\mu_{кр} = \mu_* e^{-u_\mu (T_{кр} - T_*)}, \quad (1.16)$$

где  $\mu_*$  - динамическая вязкость нефти при известной температуре  $T_*$ ;

$u_\mu$  - крутизна вискограммы для динамической вязкости.

Решая (1.15) и (1.16) совместно, находим

$$T_{кр} = T_* + \frac{1}{u_\mu} \cdot \ln \frac{\pi D Re_{кр} \cdot \mu_*}{4M}. \quad (1.17)$$

Возможны 2 частных случая. При  $T_{кр} \geq T_k$  в трубопроводе имеет место только турбулентный режим течения и расстояние между пунктами подогрева  $l_{тс}$  равно

$$l_{тс} = \frac{Mc_p^*}{K_t \pi D} \cdot \ln \frac{T_H - T_o - \gamma_T}{T_k - T_o - \gamma_T},$$

а при  $T_H \leq T_{кр}$  режим течения в трубопроводе только ламинарный и расстояние между пунктами подогрева находится по формуле

$$l_{тс} = \frac{Mc_p^*}{K_l \pi D} \cdot \ln \frac{T_H - T_o - \gamma_l}{T_k - T_o - \gamma_l}.$$

## Лекция 12 Перекачка газонасыщенных нефтей и нестабильного газового конденсата

### Сущность технологии транспорта нестабильных жидкостей

Двухфазный транспорт углеводородных жидкостей и газов осуществляется за счет пластового давления. Однако вследствие высоких потерь на трение этого давления хватает чтобы обеспечить перекачку не более, чем на 100 км.

Значительно большими возможностями по дальности транспортирования обладает трубопроводный транспорт жидкостей и газов в однофазном состоянии (перекачка газонасыщенных нефтей, нестабильного газового конденсата).

Сущность *технологии перекачки газонасыщенных нефтей* состоит в том, что поддерживая на последней ступени сепарации давление большее, чем атмосферное, в нефти сохраняют в растворенном состоянии большую часть тяжелых, наиболее ценных компонентов нефтяного газа, а затем обеспечивают такое давление в нефтепроводе, при котором ни в одной его точке растворенный газ не выделялся из нефти.

*Технология перекачки нестабильного газового конденсата* аналогична. Различие заключается в способе получения газонасыщенной жидкости. Из продукции скважин первоначально получают сырой конденсат. В ходе последующей промысловой подготовки производится частичная или полная стабилизация сырого конденсата. Обычно рассматривают четыре уровня его подготовки к транспорту:

- 1) дегазация ( $P = 2,4$  МПа;  $t = - 10$  °С);
- 2) деметанизация ( $P = 2,4...3,4$  МПа;  $t = 140$  °С);
- 3) деэтаннизация ( $P = 2,4$  МПа;  $t = 165$  °С);
- 4) полная стабилизация ( $P = 1,4$  МПа;  $t = 10$  °С).

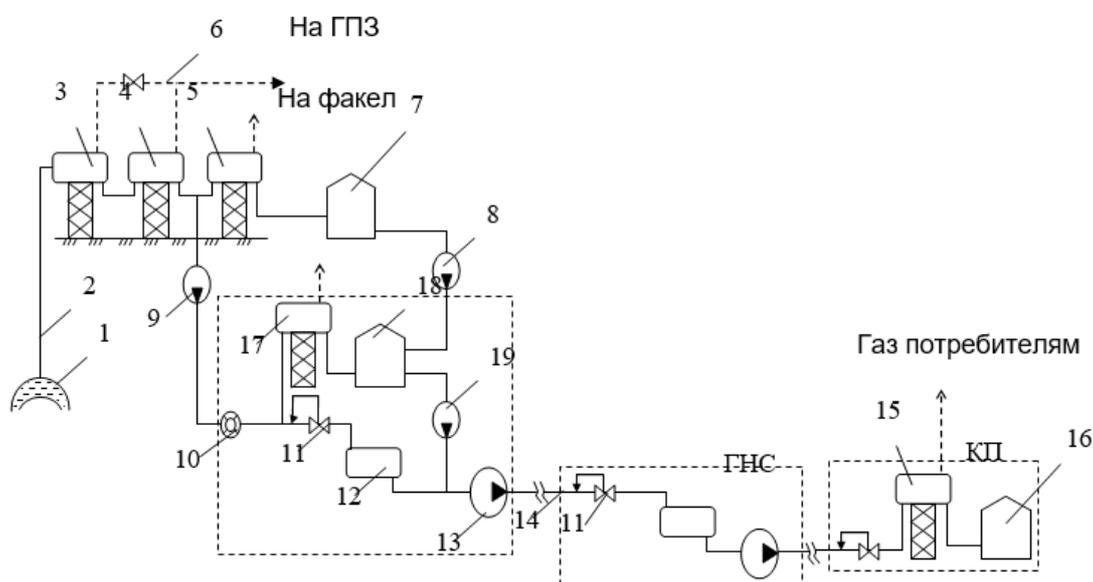
Чем глубже стабилизация конденсата, тем меньшее избыточное давление необходимо поддерживать в конденсатопроводе, а значит тем меньше капитальные вложения и эксплуатационные расходы на перекачку. Однако одновременно увеличиваются затраты на подготовку конденсата к транспорту. По расчетам специалистов ВНИИГаза если приведенные затраты на подготовку и транспортировку дегазированного конденсата северных месторождений Тюменской области принять за единицу, то для деметанизированного конденсата этот показатель равен 8,5; для деэтаннизированного конденсата - 40; для полностью стабилизированного конденсата - 65.

Особенности технологии совместного транспорта углеводородных жидкостей и газов в однофазном состоянии мы рассмотрим на примере перекачки газонасыщенных нефтей. Научные основы данной технологии разрабатывали ученые Тюмени (Антипьев В.Н., Миронов В.В., Перевощиков С.И.), Уфы (Брот Р.А., Коршак А.А., Тугунов П.И.) и Самары (Цветков В.И.).

## Особенности перекачки газонасыщенных нефтей по трубопроводам

При обычном способе перекачки (рисунок 1) после извлечения из пласта 1, обезвоживания и обессоливания нефть проходит дегазацию в несколько ступеней (на схеме их три). На первой ступени сепарации 3 поддерживается давление около 2 МПа. Выделяющийся при этом газ состоит в основном из метана. На второй ступени сепарации 4 поддерживается давление от 0,6 до 0,8 МПа, а газ состоит не только из метана, но и его гомологов, хотя и в относительно небольшом количестве.

На последней (а данном случае - третьей) ступени сепарации 5 поддерживается давление, лишь немного превышающее атмосферное (0,105 МПа). При этом из нефти выделяется практически весь растворенный газ, на 30 ... 40 % по массе состоящий из пропана и более тяжелых углеводородов.



1 - нефтяной пласт; 2 - скважина; 3 - сепаратор 1-й ступени 4 - сепаратор 2-й ступени; 5 - сепаратор 3-й ступени; 6 - газопровод; 7 –промысловый резервуар; 8,9 – насос; 10 – счетчик; 11 – регулятор давления типа “до себя”; 12 – буферная ёмкость; 13 – магистральный насос; 14 – магистральный нефтепровод; 15 – конечная сепарационная установка; 16 – резервуар конечного пункта; 17 – аварийный сепаратор; 18 – резервуар ГНС; 19 – подпорный насос

Рисунок 1. – Принципиальная технологическая схем перекачки газонасыщенных нефтей:

Транспортирование газа последней ступени сепарации представляет наибольшую трудность так как при компримировании он частично конденсируется, образуя двухфазный поток. Далее разгазированная нефть самотеком поступает в резервуар 7, откуда насосом 8 откачивается на головную нефтеперекачивающую станцию (ГНС) магистрального нефтепровода.

Принципиальная схема получения и перекачки газонасыщенных нефтей по магистральным трубопроводам выглядит следующим образом (рисунок 1).

При перекачке газонасыщенных нефтей (с целью предотвращения потерь нефтяного газа последней ступени сепарации) жидкая фаза после 2-й ступени сепарации насосом 9 через счетчик 10 подается на площадку головной перекачивающей станции. Подпора, создаваемого насосом 9, достаточно для устойчивой работы магистральных насосов 13. Ими газонасыщенная нефть закачивается в магистральный трубопровод 14. Перекачка ведется по системе “из насоса в насос”, таким образом, чтобы ни в одной точке трубопровода давление не опускалось ниже давления насыщения, при котором газ начинает выделяться из нефти. Для этого служат регуляторы давления 11 типа “до себя”. На конечном пункте (КП) магистрального трубопровода нефть полностью разгазируется на концевой сепарационной установке 15, после чего газ сдается потребителям, а нефть самотеком поступает в резервуары 16. Здесь производится ее коммерческий учет.

При отклонениях от проектного режима, длительных остановках перекачки, аварийных ситуациях в трубопроводах с газонасыщенной нефтью возможно выделение растворенных газов. Чтобы предотвратить срыв работы центробежных насосов из-за этого на входе в насосные устанавливаются буферные емкости, предназначенные для отделения свободного газа от нефти.

В случае когда магистральный нефтепровод остановлен поступающую с промыслов газонасыщенную нефть на головной перекачивающей станции разгазируют в аварийном сепараторе 17 и направляют в резервуары 18. Впоследствии дегазированная нефть из них откачивается подпорными насосами 19.

Третья ступень сепарации при перекачке газонасыщенных нефтей сохраняется для работы в аварийном режиме, когда перекрыт подводящий трубопровод с промысла на ГПС.

### **Основные параметры газонасыщенной нефти**

Основными параметрами газонасыщенной нефти являются давление насыщения, газовый фактор, вязкость, плотность и объемный коэффициент.

Давление, при котором начинается выделение растворенного в нефти газа, называется *давлением насыщения*  $P_s$ . Его величина линейно зависит от температуры (рисунок 1.1).

Под *газовым фактором*  $\Gamma$  понимается объем газа, выделяющегося из газонасыщенной нефти при стандартных условиях, отнесенный к 1 м<sup>3</sup> или 1 т дегазированной нефти. Этот объем обычно приводят к нормальным условиям. Расчет величины газового фактора выполняется с использованием коэффициента растворимости  $K_p$

$$\Gamma = K_p (P_s - P_{ат}).$$

Характер зависимости газового фактора от  $P_s$  показан на рисунке 1.1б. Видно, что эта зависимость не является линейной. Это свидетельствует о том,

что величина  $K_p$  переменная, то есть сама зависит от давления. Чем больше плотность растворенного газа, тем при прочих равных условиях величина  $\Gamma$  выше.

Зависимость кинематической вязкости  $\nu$  и плотности  $\rho$  газонасыщенной нефти от величины газового фактора имеет вид экспоненты (рисунок 1.1в). Соответственно для их описания применяют формулы

$$\begin{aligned} \nu &= \nu_0 e^{-a\Gamma} \\ \rho &= \rho_0 e^{-b\Gamma} \end{aligned} \quad (1)$$

Где  $\nu_0, \rho_0$  - кинематическая вязкость и плотность дегазированной нефти при той же температуре;

$a$  и  $b$  - эмпирические коэффициенты;  $a = 0,01 \dots 0,1$ ;  $b = 0,0005 \dots 0,002$ .

**Объемным коэффициентом**  $V_H$  называется отношение объема газонасыщенной нефти к объему дегазированной нефти, получаемой при разгазировании исходной смеси. Характер зависимости  $V_H$  от  $\Gamma$  показан на рисунке 1.1г.

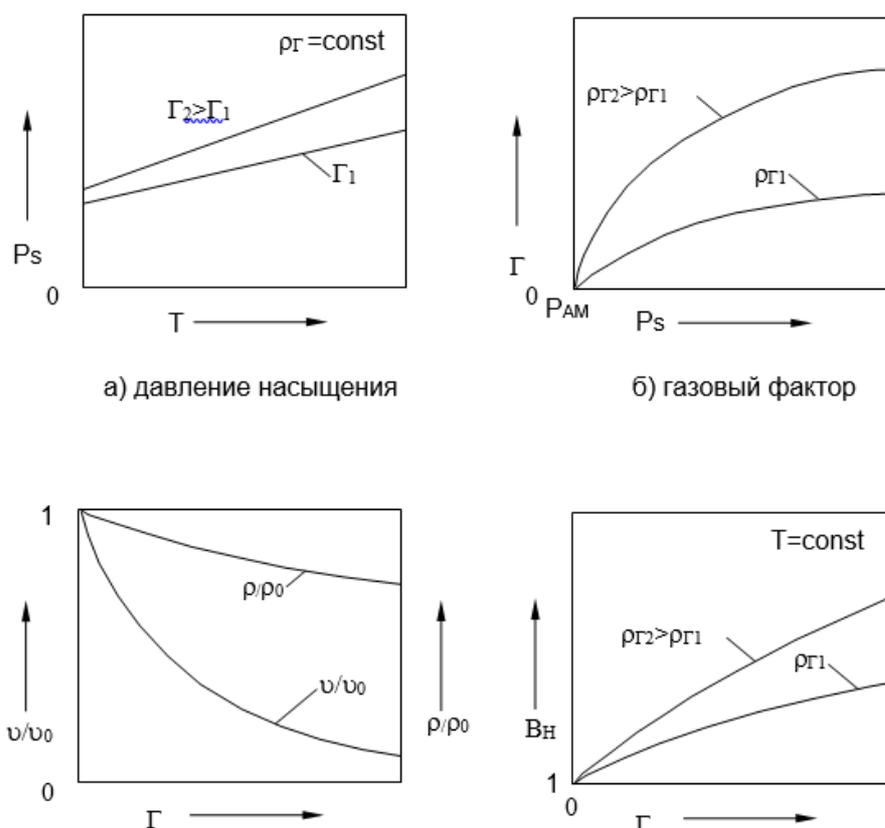


Рисунок 1.1 - Изменение параметров газонасыщенных нефтей.

Расчетную формулу для вычисления объемного коэффициента можно получить следующим образом. В соответствии с законом сохранения массы массовый расход газонасыщенной нефти  $\rho \cdot Q$  равен сумме массовых расходов дегазированной нефти  $\rho_o \cdot Q_o$  и растворенного в ней газа  $\rho_r \cdot Q_r$ , т.е.

$$\rho \cdot Q = \rho_o \cdot Q_o + \rho_r \cdot Q_r \quad (1.1)$$

Так как расход перекачиваемого газа равен  $Q_r = \Gamma \cdot Q_o$ , то объемный расход газонасыщенной нефти равен

$$Q = \frac{Q_o}{\rho} \cdot (\rho_o + \rho_r \Gamma) \quad (1.2)$$

Сомножитель при  $Q_o$  в правой части данного выражения по определению есть объемный коэффициент газонасыщенной нефти  $V_n$ . Принимая во внимание формулу (3.22), легко получить, что

$$V_n = (1 + \bar{\rho}_r \cdot \Gamma) \cdot e^{B\Gamma} \quad (1.3)$$

где  $\bar{\rho}_r$  - отношение плотности растворенного газа к плотности дегазированной нефти,  $\bar{\rho}_r = \rho_r / \rho_o$ .

Величина объемного коэффициента возрастает пропорционально увеличению газового фактора.

### Гидравлический расчет перекачки газонасыщенной нефти

Экспериментально установлено, что газонасыщенная нефть ведет себя в трубопроводе как капельная жидкость. По этой причине потери давления на преодоление газонасыщенной нефтью сил трения в трубах рассчитывают с использованием формулы Лейбензона

$$P_\tau = \rho \cdot g \cdot \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m \cdot L}{D^{5-m}} \quad (1.4)$$

где  $\rho$ ,  $Q$ ,  $\nu$  - плотность, расход и кинематическая вязкость газонасыщенной нефти.

Потери давления на преодоление разности нивелирных высот конца и начала трубопровода  $P_z$ , давление подпора на входе в центробежные насосы  $P_k$  и число Рейнольдса  $Re$  определяются по зависимостям

$$\begin{aligned} P_z &= \rho g \Delta z; \\ P_k &= P_s + P_{k3}; \\ Re &= \frac{4Q}{\pi D \nu} \end{aligned} \quad (1.5)$$

где в расчете также используются параметры газонасыщенной нефти.

Режим течения и зона трения в данном случае определяются обычным путем.

Проанализируем как влияет количество растворенного газа на перечисленные параметры. Подставляя вместо  $\rho$ ,  $Q$ , и  $\nu$  соответствующие расчетные формулы, получим

$$P_{\tau} = \rho_0 e^{-b\Gamma} \cdot g \cdot \beta \cdot \frac{Q_0^{2-m} \cdot (1 + \bar{\rho}_r \Gamma)^{2-m} \cdot e^{b\Gamma(2-m)} \cdot \nu_0^m \cdot e^{-a\Gamma} \cdot L}{D^{5-m}} = \quad (1.6)$$

$$= P_{\tau 0} (1 + \bar{\rho}_r \Gamma)^{2-m} \cdot e^{[b(1-m) - a]\Gamma};$$

$$P_z = \rho_0 e^{-b\Gamma} \cdot g \cdot \Delta Z = P_{z0} \cdot e^{-b\Gamma};$$

$$Re = \frac{4Q_0 \cdot (1 + \bar{\rho}_r \Gamma) \cdot e^{b\Gamma}}{\pi D \cdot \nu_0 \cdot e^{-a\Gamma}} = Re_0 \cdot (1 + \bar{\rho}_r) \cdot e^{(a+b)\Gamma},$$

где  $P_{\tau 0}$ ,  $Re$  - потери давления на трение и число Рейнольдса при перекачке того же количества дегазированной нефти, что и при транспортировке газонасыщенной нефти;

$P_{z0}$  - потери давления на преодоление разности нивелирных высот дегазированной нефтью.

Нетрудно видеть, что с увеличением количества растворенного газа  $\Gamma$  величина  $P_z$  монотонно уменьшается, а  $Re$  - монотонно возрастает. Характер изменения величины  $P_{\tau}$  зависит от того как соотносится увеличение объемного расхода и уменьшение кинематической вязкости газонасыщенной нефти (рисунок 1.3).

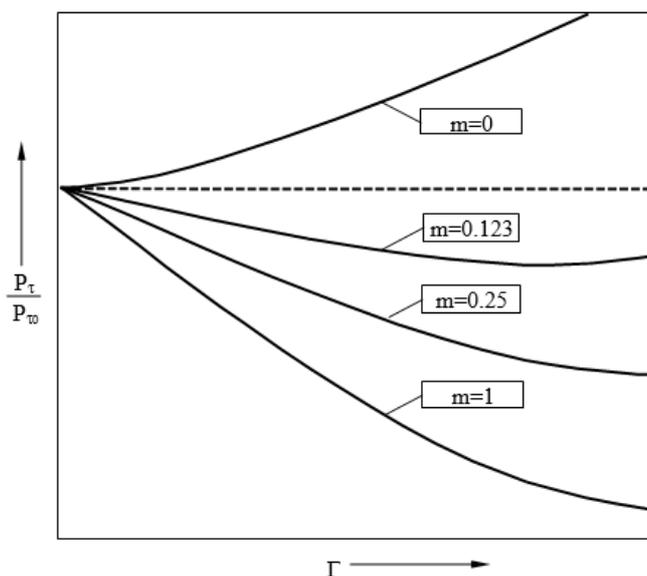


Рисунок 1.3 – Изменение относительных потерь на трение с увеличением газового фактора при различных режимах перекачки

Наиболее значительно величина  $P_{\tau}$  уменьшается при ламинарном режиме перекачки ( $m=1$ ). Чем более развит турбулентный режим перекачки, тем положительное влияние растворенного газа меньше. Это связано с уменьшением множителя  $v^m$  и соответственно роли вязких сил. В квадратичной зоне трения турбулентного режима ( $m = 0$ ) потери на трение с увеличением  $\Gamma$  не только не уменьшаются, а, наоборот, возрастают. Это связано с тем, что объемный расход перекачиваемой жидкости увеличился, а вязкость, хотя и уменьшилась, не влияет на величину  $P_{\tau}$ .

Давление подпора на входе в центробежные насосы равно

$$P_{\kappa} = P_{\kappa 0} + \frac{\Gamma}{K_{\rho T}},$$

где  $P_{\kappa 0}$  - давление подпора при перекачке дегазированной нефти.

Как видно, величина  $P_{\kappa}$  с увеличением газового фактора монотонно возрастает.

На рисунке 1.4 приведена совмещенная характеристика насосных станций и трубопровода при транспортировании газонасыщенной и дегазированной нефти.

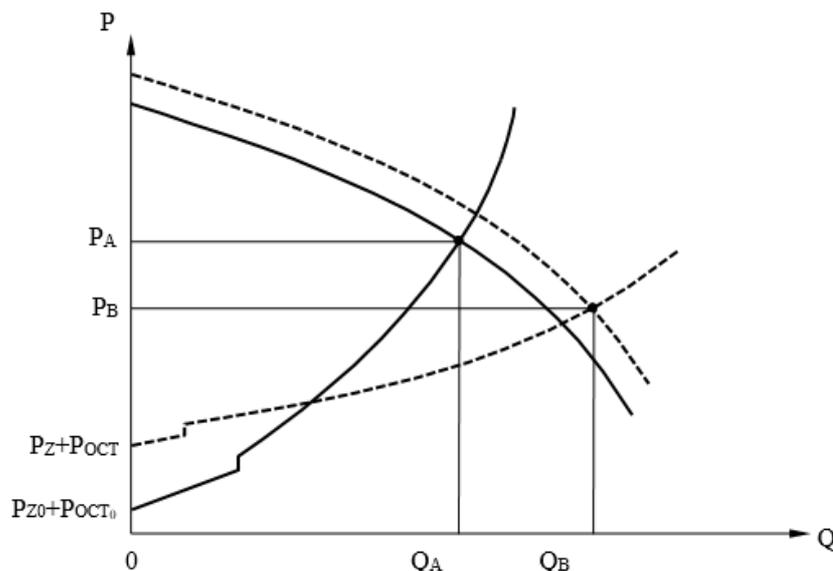


Рисунок 1.4 - Совмещенная характеристика насосных станций и трубопровода при перекачке дегазированной (1,2) и газонасыщенной (3,4) нефтей

При перекачке газонасыщенной нефти характеристика трубопровода отсекает на оси ординат больший отрезок, чем такая же характеристика при транспорте дегазированной нефти, т.к.  $P_z \approx P_{z0}$ , а  $P_{ост} = P_{ост0} + P_s$ . Проходит же она более полого, т.к. газонасыщенная нефть имеет меньшую вязкость.

Характеристика насосных станций при перекачке газонасыщенной нефти проходит выше, чем при транспортировке нефти дегазированной поскольку с давлением, развиваемым станциями, суммируется давление  $P_{\kappa}$ ,

предотвращающее выделение растворенного газа.

Рабочая точка В при перекачке газонасыщенной нефти, как правило находится правее аналогичной точки А в случае транспортирования дегазированной нефти. Следовательно, производительность трубопровода по газонасыщенной нефти  $Q_B$  больше, чем при перекачке дегазированной нефти  $Q_A$ . Однако увеличение производительности трубопровода по дегазированной нефти будет достигнуто только при выполнении неравенства  $Q_B / B_H > Q_A$ .

Определим во сколько раз  $\chi$  увеличивается производительность трубопровода по нефти при сохранении ее остаточного газонасыщения. До газонасыщения нефти уравнение баланса напоров имело вид

$$h_{\Pi} + A_1 - B_1 Q_o^{2-m} = f_o Q_o^{2-m} L + \Delta z + h_{\text{ост}},$$

откуда исходная производительность нефтепровода составляла

$$Q_o = 2^{-m} \sqrt{\frac{h_{\Pi} - h_{\text{ост}} + A_1 - \Delta z}{B_1 + f_o L}}. \quad (1.7)$$

После сохранения остаточного газонасыщения нефти уравнение баланса напоров приняло вид

$$\frac{P_s}{\rho g} + h_{\Pi} + A_1 - B_1 Q^{2-m} = f Q^{2-m} \cdot L + \Delta z + h_{\text{ост}} + \frac{P_s}{\rho g}.$$

Соответственно производительность трубопровода по газонасыщенной нефти стала равной

$$Q = 2^{-m} \sqrt{\frac{h_{\Pi} - h_{\text{ост}} + A_1 - \Delta z}{B_1 + f L}}. \quad (1.8)$$

Поделив друг на друга левые и правые части уравнений (1.7) и (1.8), получаем

$$\chi B_H = 2^{-m} \sqrt{\frac{B_1 + f_o L}{B_1 + f L}}.$$

Отсюда искомая величина увеличения производительности трубопровода по дегазированной нефти составила

$$\chi = \frac{1}{B_H} 2^{-m} \sqrt{\frac{B_1 + f_o L}{B_1 + f L}}. \quad (1.9)$$

Поскольку величина гидравлического уклона при единичном расходе в случае транспортировки дегазированной нефти  $f_o$  больше, чем при перекачке

газонасыщенной нефти  $f$ , то величина выражения под знаком радикала превышает единицу. Но больше единицы и величина объемного коэффициента  $V_H$ . Поэтому величина  $\chi$  в общем случае может быть больше, меньше или равна единице. Однако, если учесть, что

$$f = \beta \frac{v^m}{D^{5-m}} = \beta \frac{v_o^m e^{-am\Gamma}}{D^{5-m}} = f_o e^{-am\Gamma},$$

то видно, что при  $m=0$  (зона квадратичного трения турбулентного режима)  $f = f_o$  и, следовательно, величина выражения под радикалом равна единице, а  $\chi < 1$ . Чем меньше развита турбулентность потока (рост  $m$ ), тем больше величина выражения под корнем и, следовательно, тем больше  $\chi$ .

Соотношение между давлениями  $P_A$  и  $P_B$  зависит от величины давления  $P_K$  и режима перекачки дегазированной нефти.

Характер зависимости коэффициента увеличения производительности по нефти  $\chi = \frac{Q_B}{V_H Q_A}$  и относительного рабочего давления  $\bar{P} = P_B / P_A$  при увеличении газового фактора  $\Gamma$  показан на рисунке 1.3.

Из него видно, что если дегазированная нефть перекачивалась при ламинарном режиме, то увеличение производительности по нефти будет максимальным. Чем более развит турбулентный режим перекачки дегазированной нефти, тем меньше достигаемое увеличение производительности и тем меньше величина газового фактора, соответствующего экстремуму.

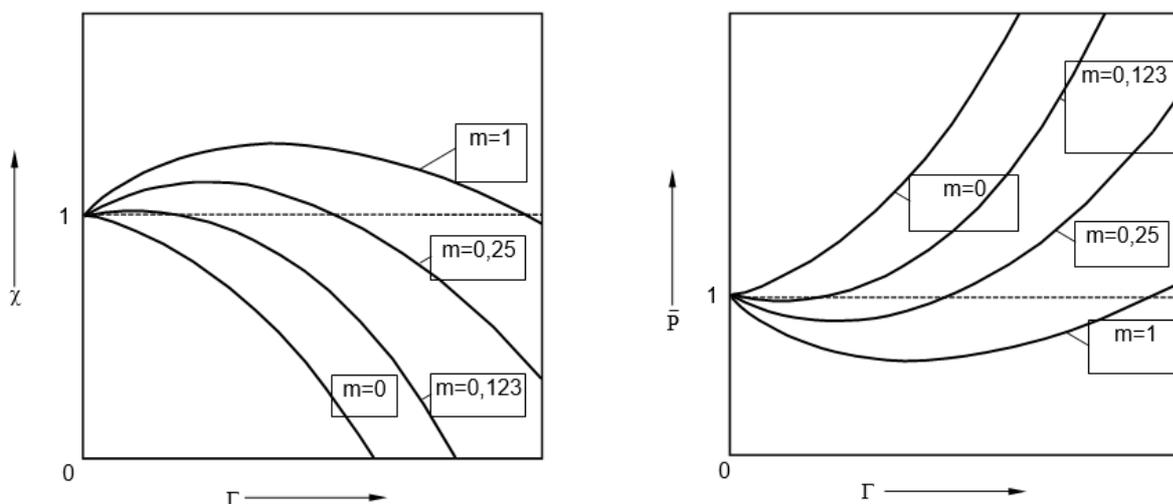


Рисунок 1.3 - Характер изменения коэффициента увеличения производительности трубопровода и относительного рабочего давления от газового фактора и режима перекачки

В зоне квадратичного трения турбулентного режима сохранение в нефти растворенного газа положительного эффекта не дает.

Подобным же образом, но только в отношении уменьшения целевой функции, влияет количество растворенного газа и режим перекачки на величину  $\bar{P}$ .

Перекачка нефти в газонасыщенном состоянии позволяет уменьшить суммарные затраты на перекачку нефти и нефтяного газа, повысить производительность нефтепроводов, уменьшить энергозатраты на перекачку. С первого дня разработки месторождений будет сохранена от сжигания в факелах наиболее ценная часть нефтяного газа.

Для внедрения данной технологии необходимо создать нормативные документы по проектированию и эксплуатации таких трубопроводов, решить вопросы связанные с учетом перекачиваемой нефти, позаботиться о предотвращении потерь нефтяного газа при сбросе газонасыщенной нефти в резервуары и т.д.

У технологии перекачки газонасыщенных нефтей есть в свои недостатки. Это дополнительные капиталовложения в буферные емкости и сепараторы (но они окупаются в течение года - двух), возможность образования газовых скоплений, увеличивающих сопротивление трубопровода, повышенные потери нефти при авариях, большая продолжительность снижения давления в трубопроводе при его опорожнении, что мешает выполнению ремонтных работ. Но эти осложнения с лихвой компенсируются достоинствами данной технологии.

### Рекомендуемая литература

1. Антипьев В.Н. Утилизация нефтяного газа.- М: Недра, 1983.- 160 с.
2. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа.- М: Недра, 1973.- 280 с.
3. Новоселов В.Ф., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки.- Уфа: Изд-во Уфимс. нефт. ин-та, 1988.- 114 с.
4. Трубопроводный транспорт вязких нефтей. Серия: Новые нефти Казахстана и их использование / Надиров Н.К., Тугунов П.И., Брот Р.А. и др.- Алма-Ата: Наука, 1985.- 264 с.
5. Трубопроводный транспорт нестабильного газового конденсата / Коршак А.А., Забазнов А.И., Новоселов В.В. и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 224 с.
6. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Алиев Р.А. Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др.- М: Недра, 1988.- 368 с.

## Лекция №13 НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ И КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

НПС (нефтеперекачивающие станции) – предназначены для забора нефти из сечения трубопровода с низким напором, увеличения напора с помощью насосов, и ввода нефти в сечение трубопровода с высоким напором (рисунок 1).



Рисунок 1. – Нефтеперекачивающая станция

НПС подразделяются на Головные НПС и Промежуточные НПС.

На головной нефтеперекачивающей станции нефть из резервуаров закачивают в трубопровод. Закачку осуществляют так называемые основные насосы, установленные в насосном цехе станции, соединенные последовательно или параллельно. На рисунке 1.1 изображен поперечный разрез насосного цеха нефтеперекачивающей станции с 3-мя последовательно соединенными насосными агрегатами.

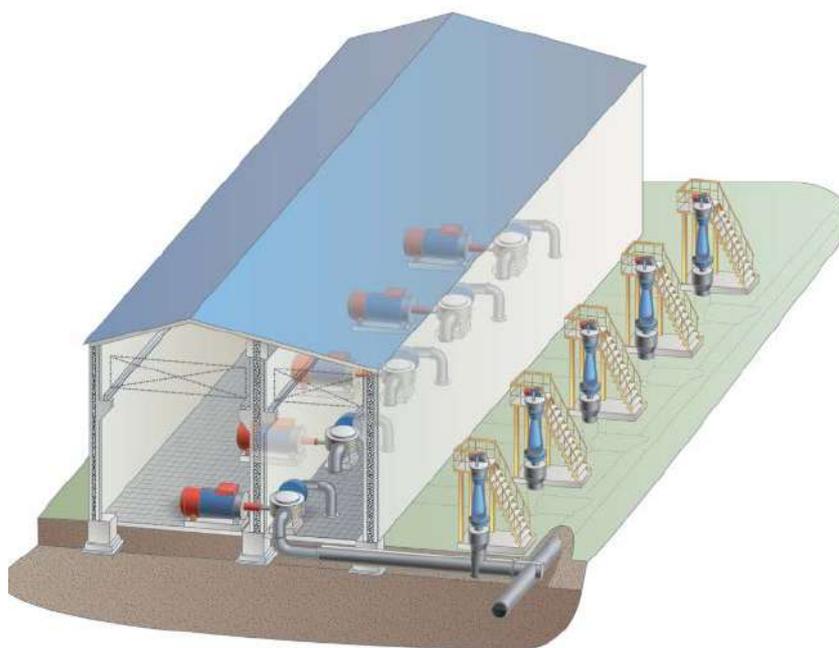


Рисунок 1.1 – Насосный цех

ПНПС обеспечивает достаточный для перекачки напор в трубопроводе.

Объекты ГНПС и ПНПС делятся на две группы – основного и вспомогательного назначения.

К основным относятся:

- резервуарный парк;
- подпорная насосная;
- магистральная насосная;
- узел учета нефти и фильтры;
- узел урегулирования давления и узлы с предохранителями;
- камеры пуска и приема очистных устройств;
- технологические трубопроводы с запорной арматурой.

К вспомогательным относятся:

- понижающая электроподстанция с распределительными устройствами;
- сооружения, обеспечивающие водоснабжение станции;
- сооружения для отвода промышленных и бытовых стоков;
- котельная с теплосетями;
- инженерно-лабораторный корпус;
- пожарное депо;
- узел связи;
- механические мастерские;
- мастерские ремонта и накладки КИП;
- гараж;
- складские помещения;
- административно-хозяйственный блок.

ГНПС располагается в начале магистрального нефтепровода или его отдельного эксплуатационного участка. Насосные станции оборудованы центробежными насосами с подачей до 12500 м<sup>3</sup>/ч. На основной станции 3-4 насоса, один резервный.

Резервуарный парк ГНПС включает железобетонные и металлические резервуары объемом до 8000 кВт. Насосы подпорной станции создают необходимое для бескавитационной работы давление на входе основных насосов.

Технологические трубопроводы ГНПС оборудованы переключающими, предохранительными и регулирующими устройствами, обеспечивающими приём нефти и нефтепродуктов, очистку их от механических примесей, замер и учёт их количества, защиту трубопроводов и резервуарного парка от повышения давления, регулирование давления на выходе станции, запуск спецустройств для очистки внутренней полости трубопровода.

ГНПС оборудована специальной лабораторией по контролю качества нефтепродуктов, определения концентрации одного нефтепродукта в другом.

ГНПС трубопровода, по которому перекачивается подогретая нефть, оборудуется подогревательными устройствами (теплообменниками, печами).

В блок-боксах размещены технологическое оборудование, аппаратура, контрольно-измерительные приборы. Блок-боксы, контейнеры и монтажные блоки собирают в заводских условиях, и в готовом виде транспортируются к

месту строительства.

На ГНПС осуществляется прием и учет нефти, краткосрочное хранение, внутростанционные перекачки, закачка нефти в магистраль, пуск диагностических и очистных устройств в трубопровод.

Технологическая схема рассматриваемых станций изображена на рисунке 1.2.

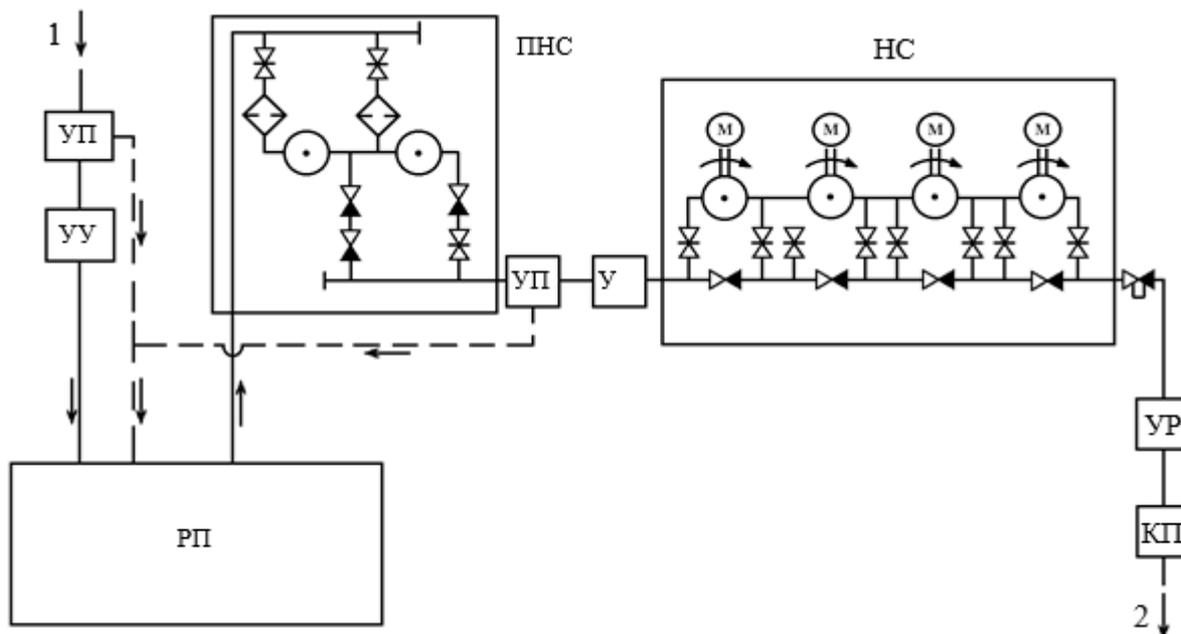


Рисунок 1.2 - Технологическая схема ГНПС нефтепровода

Основной путь прохождения нефти показан сплошными линиями и стрелками. Нефть с промыслов поступает на ГНПС и проходит последовательно узел предохранительных устройств (УП), защищающий оборудование и трубопроводы от повышенных давлений, узел учёта (УУ), измеряющий количество поступающей с промыслов нефти, и направляется в резервуарный парк (РП). Из резервуарного парка нефть отбирается насосами подпорной станции (ПНС) и *подаётся с требуемым подпором на вход насосов основной насосной станции (НС)*. Между ПНС и НС нефть проходит второй узел предохранительных устройств и второй узел учета. Второй узел учета используется для измерения количества нефти, поступающей в магистраль.

После НС нефть через узел регулирования давления (УР) и камеру пуска скребка (КП) направляется непосредственно в магистральный нефтепровод. *Узел регулирования давления* служит для изменения производительности и давления на выходе ГНПС с помощью дросселирования потока на регулирующих заслонках или в регуляторах давления, установленных на узле.

*Камера пуска скребка* представляет собой устройство, предназначенное для запуска в магистраль средств очистки ее от внутренних загрязнений.

ПНПС располагаются на трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету – через каждые 50-200 км.

ПНПС предназначены для восполнения энергии, затраченной потоком на

преодоление силы трения, и обеспечение дальнейшей перекачки нефти.

На ПНПС происходит нагнетание напора транспортируемой нефти для ее дальнейшей перекачки. ПНПС не имеют резервуарных парков, если конец предыдущего участка нефтепровода подключен непосредственно к линии всасывания насосов следующей НПС. В случае перекачки через резервуары такие парки на ПНПС имеются. Технологическая схема ПНПС показана на рисунке 1.3. Нефть от узла подключения НПС к магистрали (УМ) движется на вход насосной станции (НС) через площадку фильтров-грязеуловителей (ФГ) и систему сглаживания волн давления (ССВД), затем после НС вновь поступает в магистраль через узел регуляторов давления (УР) и узел подключения (УМ).

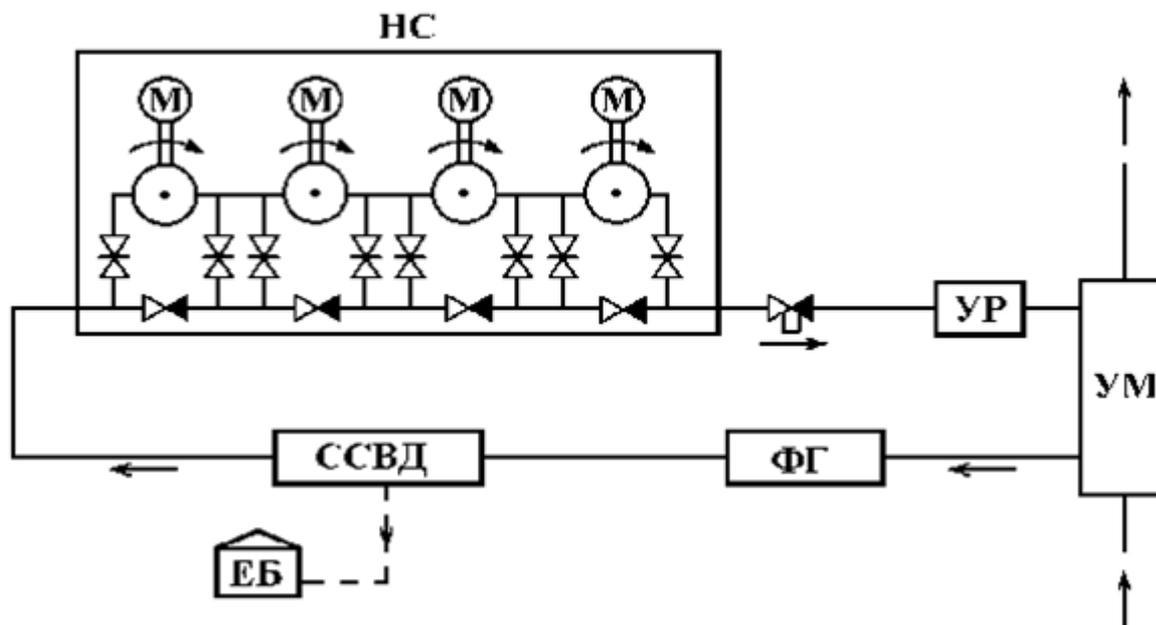


Рисунок 1.3 - Технологическая схема ПНПС

Узел подключения к магистрали УМ представляет собой объединённые в одно целое камеры приёма.

На площадке фильтров-грязеуловителей находится три параллельно соединённых фильтра представляющих собой конструкцию типа «труба в трубе». Очистка фильтров производится через люк, расположенный на одном из торцов аппарата.

Система сглаживания волн давления (ССВД) применяется на нефтепроводах диаметром 720 мм и выше для защиты линейной части магистралей и оборудования НПС от гидравлического удара – интенсивного нарастания давления при резком прикрытии задвижек, остановках насосов и т.п.

### 13.1 КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ ГАЗОПРОВОДА

Компрессорная станция (КС) — это комплекс сооружений и оборудования для повышения давления газа при его добыче, транспортировке и хранении.

Компрессорная станция — неотъемлемая и составная часть магистрального газопровода, обеспечивающая транспорт газа с помощью энергетического

оборудования (рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 – Компрессорная станция газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент

КС служит управляющим элементом в комплексе сооружений, входящих в систему магистрального газопровода. Именно параметры работы станции определяют режим функционирования газовой магистрали.

При движении голубого топлива по газопроводу происходит потеря давления из-за разного гидравлического сопротивления по длине трубы. Падение давления вызывает снижение пропускной способности газовой магистрали. Одновременно снижается и температура транспортируемого газа, главным образом из-за передачи тепла через стенку трубы в почву и атмосферу.

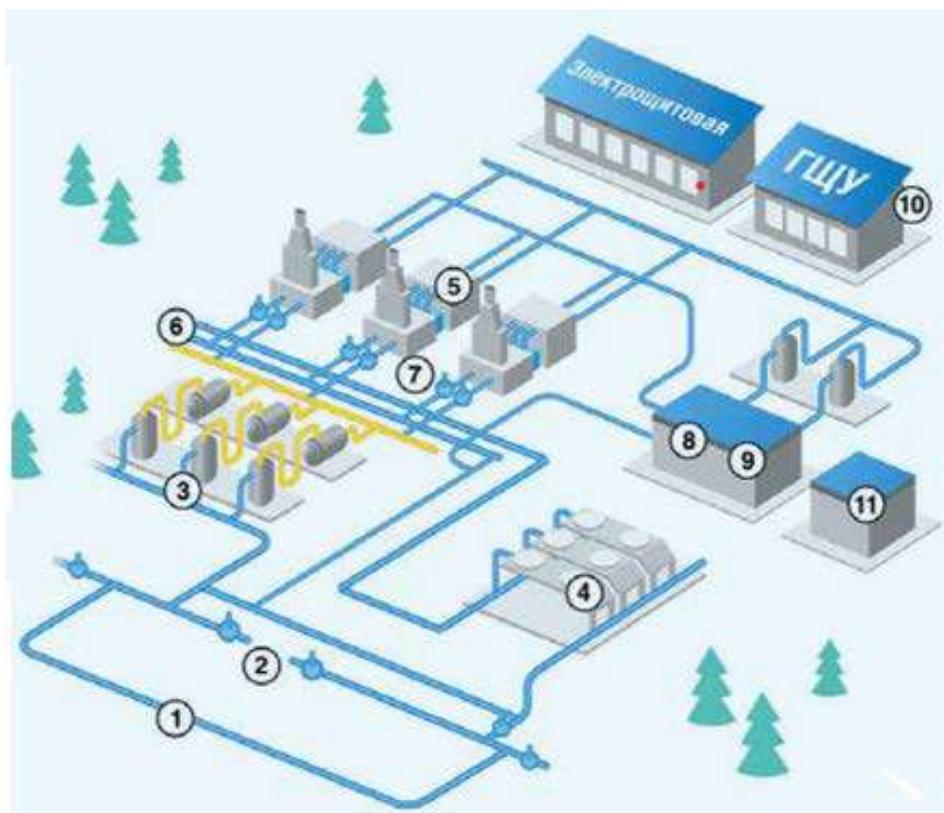
**Для поддержания заданного расхода** транспортируемого газа и обеспечения оптимального давления в трубе через определенные расстояния вдоль трассы газопровода устанавливаются компрессорные станции.

Компрессорные станции на магистральных газопроводах находятся, как правило, на расстоянии 100–150 километров друг от друга. Типовая схема компрессорной станции показана.

В зависимости от числа ниток газовых магистралей станция может состоять из одного, двух и более компрессорных цехов с разными типами и количеством газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

На КС имеются:

1. Один или несколько компрессорных цехов.
2. Электростанция или трансформаторная подстанция.
3. Система водоснабжения с насосными станциями, циркуляционной системой охлаждения компрессорных агрегатов, водонапорной башней, градирней и резервуаром для хранения пожарного запаса воды.
4. Узел связи.
5. Установка по регенерации масел со складом горюче-смазочных материалов.
6. Химическая лаборатория, котельная, механическая мастерская.
7. Установка масляных пылеуловителей.
8. Приёмные и нагнетательные коллекторы газа с отключающей арматурой.
9. Автотранспортный парк и материальный склад (рисунок 1.4).



1-узел подключения КС к магистральному газопроводу; 2-камеры запуска и приема очистного устройства; 3-установка очистки технического газа; 4-установка охлаждения технологического газа; 5-газоперекачивающие агрегаты; 6-технологические трубопроводы обвязки компрессорной станции; 7-запорная арматура технологических трубопроводов обвязки агрегатов; 8-установка подготовки пускового и топливного газа; 9-установка подготовки импульсного газа; 10-главный щит управления и система телемеханики; 11-оборудование электрической защиты трубопроводов обвязки КС.

Рисунок 1.4 – Устройство компрессорной станции.

На магистральных газопроводах для перекачки газа применяются два вида КС, имеющих разные технологические схемы:

1. Оборудованные газомоторными компрессорами (ГМК).
2. Оборудованные центробежными нагнетателями (ЦН) с приводом от газовых турбин (газотурбинные установки (ГТУ)) или электродвигателей.

На магистральных газопроводах в основном применяются газомоторные компрессоры типа 10ГК мощностью 736 кВт. Они устанавливаются только на газопроводах сравнительно малой производительности или же на КС, работающих на переменном режиме.

Турбокомпрессорные агрегаты имеют значительные преимущества перед газомоторными компрессорами. Так, например, если мощность газомоторного компрессора 10ГК составляет 736 кВт, то мощность газовых турбин ГТ-700-4 и ГТ-700-5, являющихся приводом ЦН, более 3700 кВт. Максимальный КПД 10ГК составляет 23 %, а КПД газотурбинных двигателей достигает до 30 % и выше.

## ЛЕКЦИЯ №14 АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ.

Автоматизация и телемеханизация объектов магистральных нефтепроводов (МН) должны обеспечивать безопасную и безаварийную организацию эксплуатации их при оптимальном числе обслуживающего персонала.

Средства автоматизации магистральных нефтепроводов предназначены для контроля и управления объектами МН из операторной нефтеперекачивающей станции (НПС), местного диспетчерского пункта (МДП), районного диспетчерского пункта (РДП) или центрального диспетчерского пункта (ЦДЛ), а средства телемеханизации — для дистанционного управления технологическим оборудованием НПС и линейной части МН из РДП или ЦДЛ.

Система автоматизации объектов магистральных нефтепроводов предназначена для контроля, защиты и управления. Система автоматически должна обеспечивать автономное поддержание заданного режима и его изменение по командам оператора.

**Система автоматизации магистральной насосной должна обеспечивать:** централизацию контроля и управления магистральной и подпорной насосной;

- автоматическую защиту магистральной и подпорной насосной;
- автоматическую защиту и управление магистральными и подпорными насосными агрегатами;
- автоматическое регулирование давления; автоматизацию вспомогательных систем; автоматическое пожаротушение.

При размещении на общей площадке нескольких магистральных насосных следует совмещать для них решение задач автоматизации и телемеханизации, которое включает:

- управление магистральными насосными агрегатами, вспомогательными системами, задвижками подключения НПС к магистральному нефтепроводу, задатчиками автоматических регуляторов давления и системой автоматического пожаротушения;
- обеспечение измерения и регистрации давления на приеме и выходе НПС (до и после регуляторов давления), а также измерение перепада давления на фильтрах и температуры перекачиваемой нефти на приеме НПС;
- срабатывание Предупредительной и аварийной сигнализации;
- управление задвижками устройства приема и пуска (пропуска) скребка и сигнализации положения задвижек;
- переключение на управление из МДП или РДП.

К основным функциям системы автоматизаций НПС относятся функции защиты, управления и контроля.

Остановимся на содержании функций защиты, которые реализуются на общестанционном и агрегатном уровне.

Общестанционные защиты должны отключать оборудование НПС по параметрам:

- минимальное давление на приеме НПС;

- максимальное давление в коллекторе НПС до узла регулирования давления;
- максимальное давление на выходе НПС после узла регулирования давления;
- максимальный перепад на регуляторе давления; минимальное давление в системе маслоснабжения;
- затопление помещения магистральных насосов (или общего укрытия);
- пожар в помещениях со взрывоопасными зонами;
- превышение допустимого уровня загазованности в помещениях со взрывоопасными зонами;
- понижение давления в камерах беспромвальной установки;
- достижение аварийного уровня нефти в резервуаре — сборнике утечек.

Агрегатные защиты должны отключать магистральные насосные агрегаты по параметрам:

- минимальное давление масла (при принудительной системе смазки);
- максимальная температура подшипников агрегата и корпуса насоса;
- повышенная утечка нефти через уплотнения;
- минимальное избыточное давление в корпусе электродвигателя;
- максимальная вибрация;
- неисправность цепей управления и защит электродвигателя;
- иным параметрам, предусмотренным технической документацией заводоизготовителей.

Ряд защитных функций выполняется с помощью автоматической защиты, в том числе: отключение работающих магистральных насосных агрегатов; включение (или отключение) вспомогательных систем; сигнализация о возникновении повреждения.

В зависимости от параметра, по которому сработала защита, она должна осуществлять одновременное отключение всех работающих агрегатов; поочередное отключение работающих агрегатов, начиная с первого по потоку нефти.

Для защиты магистрального трубопровода и магистральных насосных агрегатов по давлениям на приеме НПС, на выходе насосов и выходе НПС должны, как правило, применяться две защиты по давлениям.

С развитием систем автоматизации и переходом на микропроцессорные системы автоматизации должны решаться задачи мониторинга значений технологических параметров и параметров состояния технологического оборудования, анализа режимов работы технологического оборудования в реальном масштабе времени. Рассмотрим работу системы АСУ на предприятии АО «Казтрансойл» (рисунок 1).

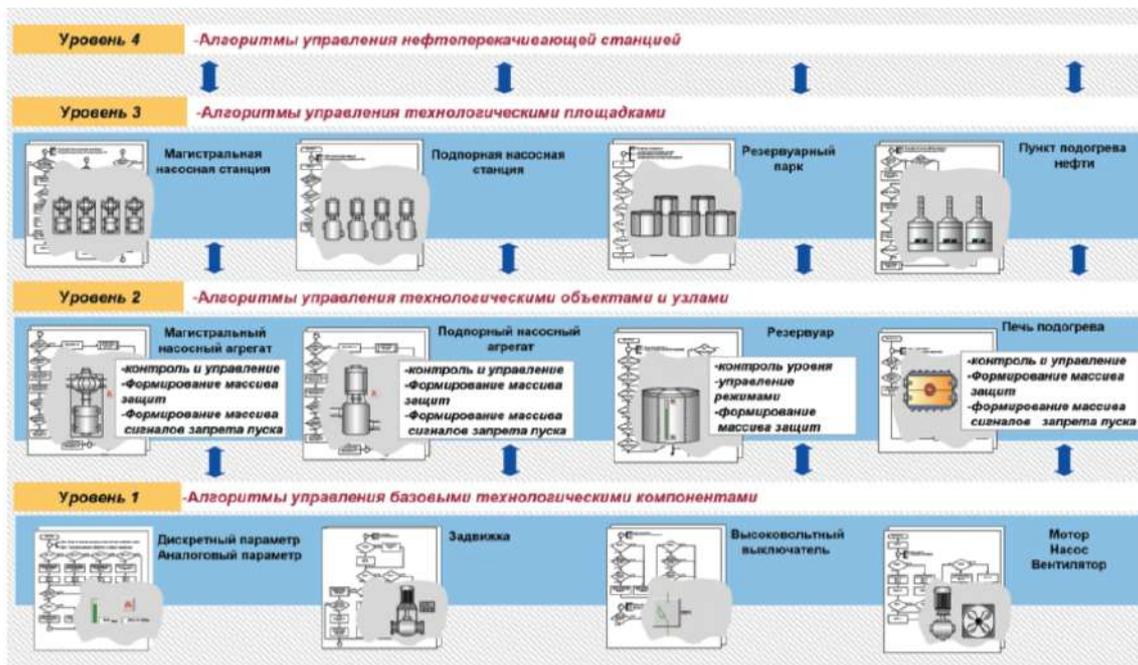


Рисунок 1 – Функциональная структура алгоритмического обеспечения АСУ ТП

### Особенности проекта

В состав названных объектов вошли магистральные насосные, подпорные насосные, резервуарные парки, наливные/ сливные железнодорожные эстакады и танкерные причалы, узлы пуска и приема устройств очистки и диагностики трубопроводов, пункты подогрева нефти, узлы регулирования давления нефти с запорной арматурой, узлы учета нефти, вспомогательные системы, обеспечивающие функционирование НПС.

Функциональность АСУ ТП обеспечила создание автоматизированной многоуровневой системы на базе современных ПТС, реализацию принципа управления «сверху» путем приема в автоматическом режиме плановых заданий и установок работы НПС с вышестоящего уровня, обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и систем жизнеобеспечения станции, оптимизацию режимов работы станций, повышение технико-экономических показателей за счет своевременного определения, локализации и устранения утечек, а также сокращения простоев благодаря определению оптимального режима перекачивания.

Система диспетчерского контроля и управления нефтепроводами и технологическими объектами ЗАО «КазТрансОйл» является многоуровневой. Благодаря тому, что технологическое оборудование во многом подобно, были созданы стандартные алгоритмические модули, которые адаптировались для конкретных объектов автоматизации. Таким образом, однородность создаваемой системы была обеспечена не только на аппаратном уровне технических средств, но и на алгоритмическом и программном уровне. Структурная схема АСУ ТП ГНПС, представлена на рисунке 1.1

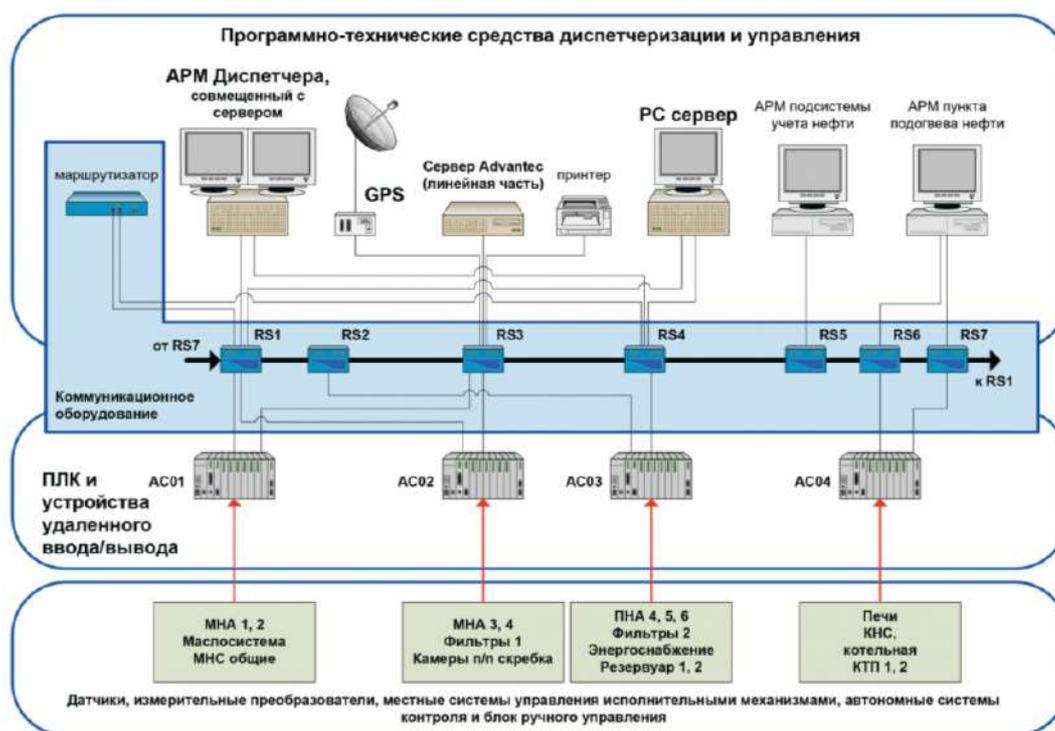


Рисунок 1.1 – Структурная схема АСУ ТП ГНПС

Структура комплекса программно-технических средств АСУ ТП ГНПС (как и всей АСУ ТП НПС МН ЗАО «КазТранс-Ойл») базируется на следующих основных принципах построения АСУ ТП:

- централизованный, иерархический контроль и управление технологическими объектами и магистральными нефтепроводами;
- открытая архитектура IT-взаимодействия компонентов АСУ;
- распределенная структура подсистемы сбора и обработки;
- оптимизация распределения функций сбора информации, контроля, управления на базе объектно-ориентированного подхода;
- простота ТО и высокая степень готовности ПТС;
- короткое время восстановления системы;
- самодиагностика и выборочное дублирование или резервирование компонентов комплекса ПТС.

В число автоматизируемых ТОУ (технологический объект управления) входят СПН (специального назначения), предназначенные для подогрева транспортируемой высоковязкой нефти. При перекачивании с подогревом СА должна обеспечивать выполнение соответствующих расчетов и определение условий работы нефтепровода с наименьшим энергопотреблением и поддержание оптимального режима эксплуатации. При этом осуществляется контроль за состоянием с дистанционным управлением печами подогрева, задвижками технологических нефтепроводов, системой внутренней циркуляции нефти, системой топливообеспечения горелок печей, системой стационарного пожаротушения.

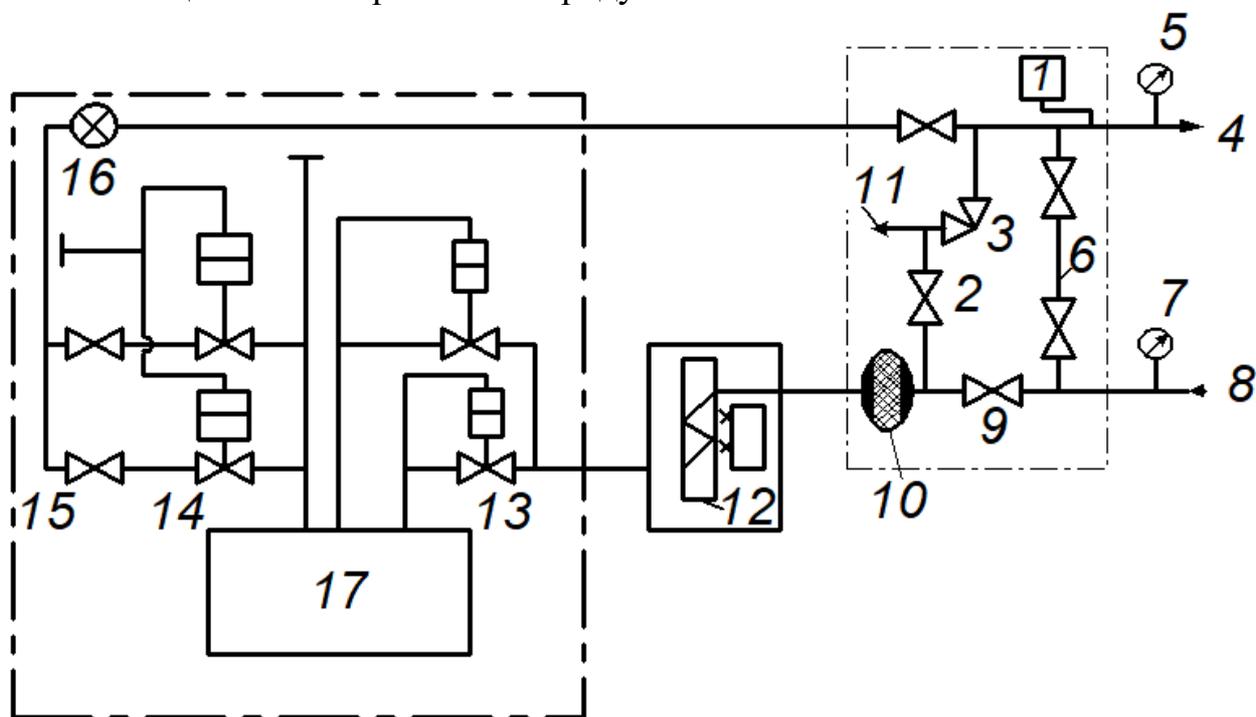
САУ обеспечивают автоматические защиты от недопустимых режимов работы ТП, в том числе защиту от перелива нефти в резервуары при достижении

в них максимального (аварийного) уровня нефти и переключение потока нефти в специально выделенные емкости.

Одной из важной составляющей внедряемой SCADA (программно-аппаратный комплекс сбора данных и диспетчерского контроля) является возможность обнаружения утечек (СОУ) для определения дефектов, возникших под влиянием природных факторов или хищений из нефтепровода, позволяющая исключить или значительно сократить катастрофические экологические последствия.

В настоящее время широкое применение получают автоматизированные газораспределительные станции (АГРС) в комплектно-блочном исполнении (рисунок 1.2)

Блок отключающих устройств включает в себя входную 8 и выходную 4 нитки, предохранительный клапан 3, отключающие выходной 2 и входной 9 краны, вентиль на обводной линии 6, фильтр 10, блок одоризации 1, показывающие манометры 5 и 7 и продувочный вентиль 11.



1 – блок одоризации; 2 – выходной кран; 3 – предохранительный клапан; 4 – выход газа; 5, 7 – манометры; 6 – вентиль на обводной линии; 8 – вход газа; 9 – входной кран; 10 – фильтр; 11 – продувочный вентиль; 12 – подогреватель газа; 13 – кран с пневмоприводом; 14 – регулятор давления газа; 15 – кран с ручным приводом;

16 – газовый счетчик; 17 – щит автоматики

Рисунок 1.2 – АГРС

Узел редуцирования давления газа состоит из двух или нескольких линий редуцирования (включая резервные) в зависимости от пропускной способности ГРС. Каждая линия редуцирования рассчитана на одну и ту же пропускную способность. Предохранительные клапаны установлены на выходных

газопроводах и рассчитаны на полную пропускную способность ГРС с тем, чтобы в газопроводе не могло создаться давление, более чем на 10% превышающее рабочее.

Узел осушки газа. Для предотвращения образования гидратов при редуцировании на ГРС применяют подогрев газа с помощью кожухо-трубных подогревателей.

На АГРС применяют автоматические подогреватели газа модели ПГА, которые представляют собой прямоугольную печь радиально-конвективного типа, включающую огневую камеру, змеевик, горелки, запальник, термopару, терморегуляторы, электромагнитный клапан, датчик и регулятор давления топливного газа. Газ нагревают в змеевике, который имеет радиационную ребренную и конвекционные части. Горелку располагают в огневой камере. Топливный газ подают через регулятор, электромагнитный клапан и терморегулятор.

Система автоматики и контрольно-измерительные приборы ГРС. Для измерения давления на ГРС применяют манометры

## Лекция №15 Трубопроводный транспорт твердых и сыпучих материалов

Трубопроводы уже давно применяются для транспортировки твердых и сыпучих материалов на различных предприятиях, т.е. на короткие расстояния. При этом в одних случаях несущей средой является воздух (пневмотранспорт), а в других - вода (гидротранспорт).

Пневмотранспорт (рисунок 1) применяют при подземной и открытой разработке месторождений для перемещения пылевидных или мелкозернистых полезных ископаемых (угля, фосфатов и др.). На обогатительных фабриках и металлургических заводах этот вид транспорта используется там, где не допускается присутствие людей: при перемещении руд, концентратов, реагентов или катализаторов, а также для подачи угольной пыли на коксохимические заводы и ТЭЦ. Устройства пневматического транспорта используют для разгрузки железнодорожных вагонов от муки, цемента, извести и других пылевидных или мелкозернистых материалов, увлажнение которых нежелательно или недопустимо.

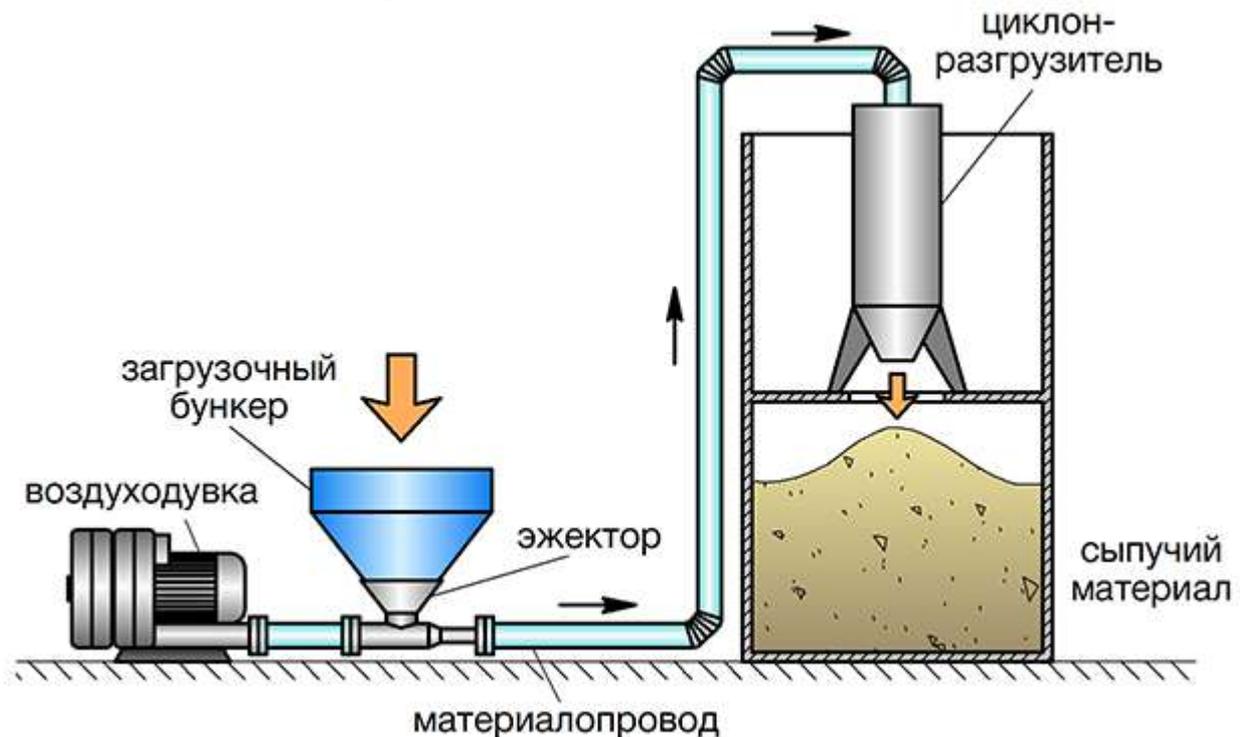


Рисунок 1. – Пневмотранспорт

Гидротранспорт песка и гравия широко используется для намыва оснований при строительстве зданий и сооружений, расположенных на слабонесущих грунтах вблизи рек. Данный способ транспорта распространен на обогатительных фабриках с мокрым обогащением, где подача угля, руд или песков в различные обогатительные аппараты, отстойники и отвалы производится в потоке жидкости.

В последние годы резко возрос интерес к транспортировке твердых и сыпучих материалов по трубопроводам на относительно большие расстояния. Это обусловлено тем, что во многих случаях существуют устойчивые

однонаправленные грузопотоки угля, руды, щебня и других материалов. Вместо увеличения пропускной способности существующих или строительства новых автомобильных и железных дорог, по которым к тому же в одну сторону транспорт будет совершать порожний пробег, в этих условиях более целесообразно использовать трубопроводы.

К настоящему времени определились три основных способа дальнего трубопроводного транспорта твердых и сыпучих материалов: гидротранспорт, капсульный гидротранспорт (КПГ) и контейнерный пневмотранспорт (КПТ)

### **Гидротранспорт**

Сущность данной технологии состоит в том, что частицы транспортируемых материалов (уголь, руда и т.д.) перекачиваются в потоке жидкого носителя, в основном, воды.

Хотя технология транспорта угольной пульпы по трубопроводам была запатентована еще в девяностые годы прошлого века, первый углепровод длиной 600 м был построен в 1913 г. в Англии: он соединял причал для разгрузки угля на р. Темзе с котельной. В 1944 г. в США был построен углепровод длиной 27 км. В 1955 г. во Франции построили трубопровод длиной 9,5 км для транспорта тонко измельченного угля от месторождения Мербелах до ТЭЦ в г. Карлинг. В конце 50-х годов в США был введен в эксплуатацию углепровод Кадис-Истлейк диаметром 254 мм, длиной 174 км и производительностью около 1,1 млн.т/год. Содержание угля в пульпе первоначально составляло 50 % по весу, а затем было доведено до 60 %.

Сейчас в различных странах мира эксплуатируется свыше 100 трубопроводов, по которым осуществляется гидротранспорт каменного угля, железного и медного концентрата, известняка, фосфатов и других грузов. О динамике развития гидротранспорта за рубежом можно судить по таким цифрам. В 1978 г. объем трубопроводного транспорта угля и руды за рубежом составил 12 млн.т/год, в 1980 - 50 млн.т/год, а в 1989 г.- 300 млн.т/год.

В нашей стране по трубопроводам транспортируется около 80 млн.т угля в год. С 1966 г. в Кузбассе эксплуатируется два трубопровода длиной по 10 км для транспорта кускового угля от гидрошахт Инская и Юбилейная. Действуют трубопроводы для транспорта железнорудного концентрата, в числе которых концентратопровод “Лебединский горнообогатительный комбинат - Оскольский электрометаллургический комбинат” длиной 26 км. На Норильском горно-металлургическом комбинате эксплуатируется система для транспортирования по трубопроводу концентрата полиметаллических руд.

Принципиальная схема дальнего гидротранспорта твердых и сыпучих материалов аналогична той, что применяется при транспортировке нефти. В начале трубопровода размещается головная насосная станция, на территории которой находятся комплекс по приготовлению пульпы, а также насосы для ее закачки в трубопровод. Через определенные расстояния по трассе располагаются промежуточные насосные станции, служащие для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения и разности нивелирных высот. На конечном пункте размещается станция обезвоживания, где транспортируемый материал отделяется от жидкости, после чего сдается

потребителю.

Особенностями гидравлического транспорта твердых и сыпучих материалов являются возможность оседания взвешенных частиц и абразивный износ внутренней поверхности труб.

Предотвращение оседания частиц достигается введением ограничений на их максимальный размер и поддержанием достаточных скоростей перекачки. В этом случае поперечные турбулентные пульсации скорости удерживают частицы во взвешенном состоянии.

Максимально допустимый размер твердых частиц пульпы зависит от их плотности (таблица 1). Рекомендуемая же скорость перекачки пульпы, обеспечивающая удержание потоком основного количества частиц, равна 1,5...2 м/с. Дальнейшее увеличение скорости, хотя и повышает удерживающую способность потока, ограничивается увеличением абразивного износа труб. Уменьшение износа труб достигается применением различных внутренних покрытий.

Таблица 1

#### Рекомендуемые параметры пульпы

Материал	Плотность твердых частиц, т/м <sup>3</sup>	Максимальный размер твердых частиц, мм	Средняя весовая концентрация твердых частиц в пульпе, %
Каменный уголь	1,4	2,20	50
Известняк	2,7	0,30	70
Медный концентрат	4,3	0,23	55
Железный концентрат	5,0	0,15	60

Для перекачки пульпы по трубопроводам применяются центробежные грунтовые, песковые и поршневые насосы, в которых уплотнения и детали способны противостоять определенное время абразивному и коррозионному воздействию перекачиваемой среды.

**Грунтовые насосы** (типа ГР) выполняют с деталями проточной части из износостойкой стали и облицовкой рабочих колес резиной. Насосы этого типа развивают напор от 10 до 100 м и подачу от 50 до 8000 м<sup>3</sup>/ч. От насосов, применяемых при перекачке нефти и нефтепродуктов, они отличаются меньшим числом лопаток, большими расстоянием между дисками и диаметром (до 1050 мм) рабочего колеса.

**Песковые насосы** (типов П, ПБ) рассчитаны на подачу от 5 до 1500 м<sup>3</sup>/ч и напор от 7,5 до 65 м при перекачке измельченных руд, песчаных и других смесей. Как и у грунтовых насосов, их кавитационный запас равен 2...8 м.

**Поршневые насосы** выполняют одинарного и двойного действия, с одним или несколькими цилиндрами. При перекачке пульпы наиболее слабым местом этих насосов являются всасывающие и нагнетательные клапаны.

Технология гидротранспорта постоянно совершенствуется. Так в Австрии мелкоизмельченный уголь транспортируют с водой, маслом и небольшим количеством присадок. В процессе движения по трубопроводу вода вымывает породу, а уголь с маслом и присадками образует гранулы. Теплотворная способность гранулированного угля на 20 % выше, чем негранулированного.

С тем, чтобы исключить затраты на отделение жидкости-носителя в Англии угольный порошок транспортируют в смеси с 50 % топочного мазута. Смесь подается к топкам без разделения и сжигается после распыления форсунками. В США для аналогичных целей используется смесь, состоящая из 50 % угля, 40 % мазута и 10 % воды. Ультразвуковая обработка смеси предотвращает выпадение осадка.

Наиболее прогрессивные технические решения планируется использовать и при расширении сети пульповодов в нашей стране. Для их отработки построен опытно-промышленный углепровод Белово-Новосибирск диаметром 426 мм, протяженностью 260 км и производительностью 2,7 млн.т/год. Трубопровод имеет три перекачивающие станции и рассчитан на давление 10 МПа.

Технология предусматривает приготовление, транспортирование и прямое сжигание в котлах электростанций нового вида жидкого топлива - водо-угольной суспензии, содержащей около 70 % по массе тонко измельченного угля с химическими добавками, обеспечивающими достаточную текучесть и длительную стабильность суспензии. При такой технологии требуется меньшее количество воды, уменьшается абразивный износ оборудования, обеспечивается возможность хранения суспензии подобно однородным жидкостям при сжигании.

В дальнейшем планируется построить углепровод Кузбасс-Урал-Поволжье-Центр диаметром 1420 мм, где также будет применена данная технология. Согласно предварительным расчетам, транспортировка по нему 60...70 млн.т кузнецкого угля в год потребует в 1,5 раза меньших капиталовложений, чем строительство новой железной дороги, и в 12 раз меньшего количества обслуживающего персонала.

Расчет гидротранспортных установок состоит в том, что по заданным объемной или массовой производительности, характеристике груза (его плотности, гранулометрическому составу и др.), длине и конфигурации трубопровода определяют: необходимую для обеспечения транспортного процесса скорость движения несущей среды (воды); потребное количество воды; диаметр трубопровода; сопротивления движению смеси на различных участках трубопровода и потребный напор или давление для их преодоления; мощность двигателя насосного агрегата.

Для разных групп характерны различные гидромеханические процессы при перемещении в потоке несущей среды.

Группы крупности насыпных грузов:

- кусковые ( $a > 40$  мм);
- крупнозернистые ( $a = 6-40$  мм);
- мелкозернистые ( $a = 2-6$  мм);
- грубодисперсные ( $a = 0,15-2$  мм);

- тонкодисперсные ( $a < 0,15$  мм).

Критерием для установления скорости потока служит критическая скорость  $v_{кр}$ , т. е. наименьшая скорость, при которой груз не скапливается в трубопроводе. Кроме того, для наклонных трубопроводов исходной величиной при назначении скорости может служить для гидротранспорта скорость осаждения частиц или кусков в воде (так называемая гидравлическая крупность). Гидравлическая крупность определяется обычно временем, при котором равномерно движущаяся под действием силы тяжести частица в сосуде с водой проходит определенный отрезок пути. Для обеспечения нормального режима транспортирования скорость потока для максимального по размеру куска должна быть

$$v \geq (1,1 \dots 1,2)v_{кр}.$$

Вместе с тем она не должна быть излишне большой во избежание непроизводительного увеличения расхода энергии, повышенного износа трубопровода и измельчения перемещаемого груза. Кроме того, нормальный режим транспортирования зависит от относительного количества воды, определяющего концентрацию смеси, которую обычно выбирают по имеющимся опытным данным.

Различают объемную и массовую концентрации смеси. Первой обычно пользуются при расчетах установок гидротранспорта, а второй – пневмотранспорта.

Под объемной концентрацией гидросмеси понимают отношение объемной производительности установки  $V$ , м<sup>3</sup>/ч, к расходу гидросмеси  $V_г$ , м<sup>3</sup>/ч, за тот же период времени:

$$s = \frac{V}{V_г} = \frac{V}{V + V_в} = \frac{\rho_г - \rho_в}{\rho - \rho_в} < 1,$$

где  $\rho_г, \rho_в, \rho$  – плотность транспортируемого груза, воды и гидросмеси соответственно, т/м<sup>3</sup>,  $V_в$  – расход воды, м<sup>3</sup>/ч.

Установив, согласно опытным данным, концентрацию смеси и диаметр трубопровода, определяют скорость смеси  $v_{кр}$ . Затем проверяют выполнение условия  $v > v_{кр}$  по расходу гидросмеси.

$$v = \frac{4V_г}{3600\pi D^2} \geq v_{кр}$$

где  $V_г$  – расход гидросмеси, м<sup>3</sup>/ч;

$D$  – диаметр трубы, м;

$v$  – скорость транспортирования, м/с.

Удельные потери напора (м/м) при движении смеси

$$H' = k_1 H_0 (1 + as),$$

где  $k_1 = 1,1-1,5$  – коэффициент, учитывающий степень перемешивания смеси;

$a = (\rho_s - \rho_в) / \rho_в$  – соотношение плотностей частиц груза и несущей среды.

$H_0$  – удельные потери напора при движении чистой воды со скоростью, равной скорости гидросмеси, м/м;

$$H_0 = \frac{\xi v^2}{Dg},$$

где  $\xi$  – коэффициент гидравлических сопротивлений.

Зная характеристики потока смеси (скорость, концентрация) и диаметр трубопровода, определяют сопротивление движению. Оно состоит из сопротивления подъему на вертикальных или наклонных участках трубопровода и гидравлических потерь вдоль всего трубопровода и на отдельных участках (повороты, разветвления и пр.).

Местные (сосредоточенные) сопротивления приравнивают к линейным сопротивлениям на эквивалентной длине трубопровода и учитывают местные сопротивления введением коэффициента 1,05...1,1 при определении общего напора для гидротранспорта.

Если трубопровод имеет вертикальные участки высотой  $L_{\Pi}$ , то потребный напор для него больше на величину статического напора при подъеме  $H_{\Pi}$ . При движении смеси вниз он на столько же меньше, поэтому  $H_{\Pi} = \pm L_{\Pi}$ .

Дополнительные потери в трубопроводе составляют около 5%.

При расчете гидроустановок для транспортирования кусковых грузов критическая скорость

$$v = C_1 \sqrt{fagsD},$$

где  $C_1 = 8,5-9,5$  – эмпирический коэффициент;

$f$  – обобщенный коэффициент трения груза о нижнюю стенку трубы.

Удельные потери напора при движении гидросмеси

$$H' = H_0 + fas,$$

Для предотвращения скопления груза в трубопроводе максимальный размер кусков груза должен быть не более 1/3 диаметра трубы, концентрация должна составлять  $s = 0,2-0,25$ .

При расчете гидроустановок для транспортирования грубодисперсных грузов по полному расчетному напору  $H_p$  (м) и производительности  $V$  (м<sup>3</sup>/ч) выбирают насосный агрегат и рассчитывают необходимую мощность двигателя

$$N = \frac{k_3 H_p V \rho_t}{367 \eta},$$

где  $k_3 = 1,1-1,2$  – коэффициент запаса;

$\eta = 0,7-0,9$  – КПД насосного агрегата.

$$H_p = H_{\Pi} + H_m,$$

где  $H_{\Pi}$  – статический напор при подъеме;

$H_m$  – дополнительные местные потери.

### Контейнерный гидротранспорт

В данном случае твердые и сыпучие материалы транспортируются не

непосредственно в потоке жидкости, а в специальных устройствах - контейнерах.

Контейнеры плывут в трубопроводе или скользят по его нижней образующей.

Контейнерный гидротранспорт предпочтительнее в первую очередь при транспортировке материалов, состоящих из крупных фракций. Так, при транспортировании песка крупностью 0,05 мм энергозатраты при применении контейнерного гидротранспорта и гидротранспорта практически одинаковы, при крупности песка 0,2 мм - они меньше в 6 раз, а при крупности 2 мм - меньше в 17,5 раз.

Кроме того, достоинством данной технологии перекачки является то, что грузы не требуют измельчения перед транспортировкой, не происходит загрязнения несущей среды транспортируемым материалом и наоборот, грузов несущей средой.

Первоначально для транспортировки грузов использовались контейнеры жесткой конструкции. Однако их можно применять лишь на трубопроводах, не имеющих участков с меньшим внутренним диаметром, крупных поворотов, неполнопроходной арматуры и других элементов, характерных для трубопроводных магистралей.

В последние годы для транспортировки различных грузов по существующим трубопроводам используются эластичные оболочки - контейнеры из резиновых, резинотканевых и синтетических материалов. Такие оболочки, в отличие от жестких капсул, которые обязательно надо возвращать к началу трубопровода, могут предназначаться для однократного использования.

СКБ "Транснефтеавтоматика" предложило использовать для КГТ полиэтиленовые оболочки-контейнеры. Применительно к транспортировке битума система КГТ выглядит следующим образом. На нефтеперерабатывающем заводе действует автоматическая линия, предназначенная для изготовления полиэтиленовых оболочек-контейнеров и затаривания их битумом. Далее загруженные оболочки-контейнеры по канатной дороге, пневмопроводу или с помощью других транспортных средств доставляются к специальному узлу, через который они партиями вводятся в действующий нефтепродуктопровод в автоматическом режиме. Надежный контроль за количеством введенных в НПП оболочек-контейнеров обеспечивается ультразвуковой аппаратурой.

Для пропуска партий оболочек-контейнеров через промежуточные насосные станции используется устройство, аналогичное применяемому при пропуске очистных устройств.

Узел приема оболочек-контейнеров в конце нефтепродуктопровода предусматривает отдельный прием несущего нефтепродукта в резервуарный парк и непрерывное поступление и очистку оболочек-контейнеров от несущего нефтепродукта.

Вопрос об освобождении от битума и дальнейшей судьбе оболочек-контейнеров решен просто - битум расплавляется вместе с полиэтиленовой оболочкой-контейнером в битумоплавильных котлах. Качество битума от этого не только не страдает, а, наоборот, улучшается: повышаются его вязкость и

температура размягчения.

### **Контейнерный пневмотранспорт**

Почти 200 лет назад перепад давления воздуха начали использовать для доставки по трубам конторских документов и почтовых отправок. Такой способ доставки называли пневмопочтой.

В 1840 г. в Англии была построена первая 2-х километровая дорога, на которой 5-тонная тележка развивала скорость 72 км/ч, а в 1843 г. между Кингстауном и Далки (Ирландия) открылось регулярное движение 60-тонных составов по дороге в виде туннеля длиной 2,8 км. Тяговое усилие создавалось за счет перепада давления воздуха: с одной стороны туннель соединялся с атмосферой, с другой - со стороны станции прибытия - создавалось разрежение. На этой дороге был поставлен рекорд скорости по тогдашним временам - 135 км/ч.

В последующем подобные, как их называли, “атмосферические” дороги были также построены во Франции, а максимальная дальность транспортировки достигала 33,6 км. Однако из-за многочисленных недостатков, а также невозможности решения ряда конструктивных проблем дороги вскоре были закрыты.

Сегодняшний интерес к контейнерному пневмотранспорту объясняется тем, что перевозка некоторых массовых грузов традиционным транспортом стала обходиться в несколько раз дороже, чем их добыча или производство. Активные исследования в области КПТ для грузовых и пассажирских перевозок ведут фирмы Японии, США, ФРГ, Великобритании. Ведущее место в мире по созданию систем КПТ занимает наша страна. Подтверждением этому являются две системы КПТ, построенные в Японии по отечественной лицензии. По одной из них, имеющей диаметр 1000 мм и длину 3,2 км, транспортируется щебень в количестве 2 млн.т/год, а по другой - диаметром 600 мм и протяженностью 1,5 км - перемещают гашеную известь.

*Система КПТ* представляет собой комплекс сооружений, обязанных транспортными трубопроводами, по которым в потоке газа (воздуха), создаваемого воздуходувными или вакуумными станциями, движутся одиночные или объединенные в составы контейнеры.

В состав сооружений систем КПТ входят:

- погрузочные и разгрузочные станции;
- головные и промежуточные воздуходувные станции;
- линейные сооружения.

В зависимости от характера транспортируемого груза различают погрузочные (разгрузочные) станции сыпучих материалов (песок, щебень, уголь, руда и др.), бытовых отходов, крупных штучных и жидких грузов. Они отличаются составом сооружений и способами погрузки-выгрузки. Так, *на станциях погрузки сыпучих материалов* используются бункера-наполнители, конвейерные устройства для непрерывной подачи грузов, дозаторы, *на станциях погрузки бытовых отходов* - опрокидывающаяся платформа для перегрузки отходов из автомобилей мусоровозов, бункера-наполнители, прессы

для уплотнения отходов в брикеты, питатель для перемещения мусора из бункера в загрузочную камеру пресса. Сыпучие материалы и жидкие грузы загружаются и разгружаются самотеком, а спрессованный мусор и штучные грузы - механическим путем.

**Воздуходувные станции** предназначены для создания потока воздуха в трубопроводах систем КПП.

Станции разделяют на головные, устанавливаемые на концевых участках трубопровода, и промежуточные, расположенные в расчетных точках трассы трубопровода и соединенные с ним при помощи специальных шлюзовых устройств или эжекторов.

Воздуходувная станция состоит из группы воздуходувных агрегатов, установленных на соответствующих фундаментах, всасывающего и нагнетательного коллекторов, регулятора расхода воздуха, затворов и обратных клапанов.

В состав **линейной части систем КПП** входят:

- транспортный трубопровод с байпасными устройствами, опорами, компенсаторами, полнопроходными запорными устройствами, стрелочными переводами, устройствами для ввода-вывода составов и воздухопереключающей арматурой;

- установки электрохимической защиты;

- линии технологической связи;

- вдольтрассовые дороги (на период строительства);

- переходы через естественные и искусственные препятствия.

В связи с особенностями работы систем КПП к транспортным трубопроводам предъявляются повышенные требования. Так, их укладка “змейкой” в вертикальной и горизонтальной плоскости не допускается. Отклонение трубопровода от проектного положения не должно превышать в плане  $\pm 20$  мм, по вертикали  $\pm 10$  мм. При прокладке трубопровода на поворотах или с уклонами используют гнутые трубы с радиусом изгиба не менее 40 диаметров трубопровода при условии полного отсутствия гофр. Несовпадение кромок труб более, чем на 2 мм, не допускается.

**Системы КПП классифицируются** по способу создания перепада давления, по виду подвижного состава, по конструкции ходовой части, по числу труб.

**Перепад давления**, необходимый для обеспечения движения контейнеров (около  $10^4$  Па), создается либо турбовоздуходувками, центробежными нагнетателями, компрессорами (напорная система), либо вакуум-насосами (вакуумная система), либо комбинировано (напорно-вакуумная система). Для перевозки грузов на расстояния свыше 5 км более перспективными являются напорные системы КПП. Число воздуходувных станций зависит от производительности системы, рельефа местности, характеристики воздуходувных агрегатов. При равнинно-холмистом рельефе с уклонами не более 3 градусов и применении воздуходувных агрегатов, обеспечивающих избыточное давление до  $10^5$  Па, расстояние между станциями составляет от 5 до 15 км.

