

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).

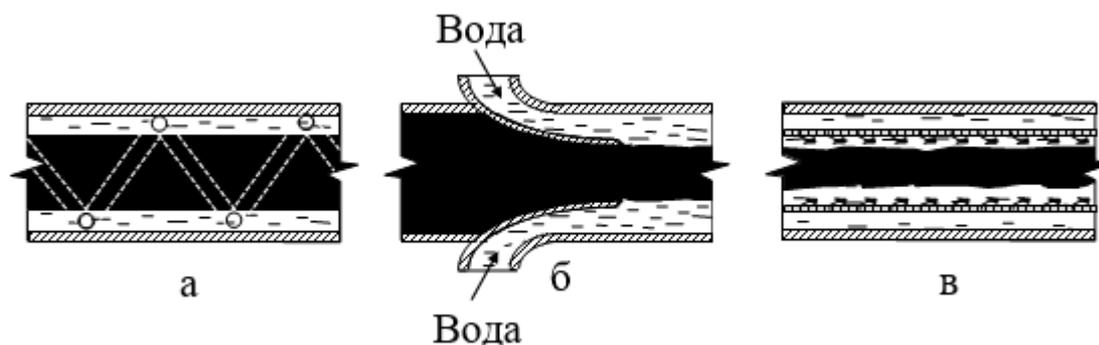
3. Перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока.

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

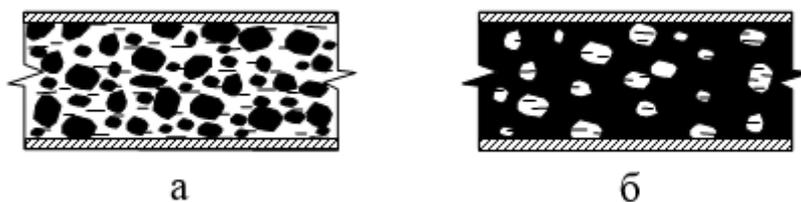
Рисунок 1 - Гидроперекачка нефти внутри водяного кольца

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.

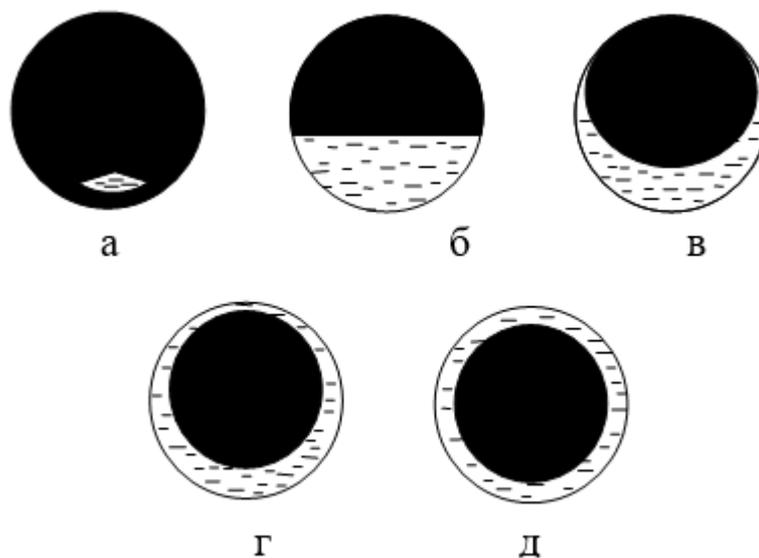
Недостатком данного способа гидроперекачки является опасность инверсии фаз, т.е. превращения эмульсии типа «нефть в воде» в эмульсию типа «вода в нефти» (рисунок 1.1б), при изменении скорости или температуры перекачки. Транспортирование водонефтяных эмульсий по трубопроводам с промежуточными насосными 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).

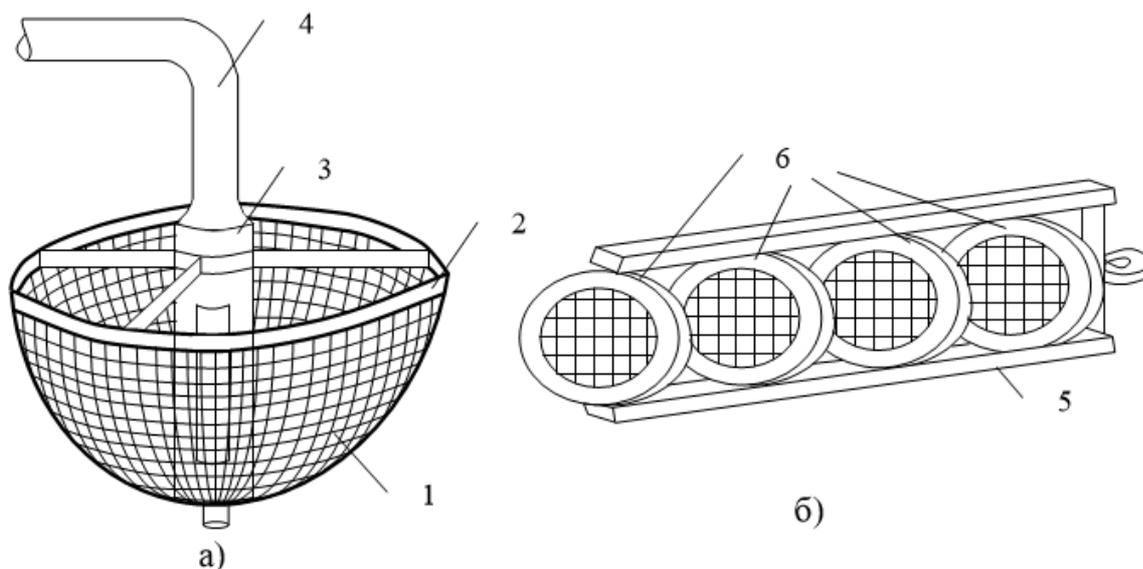
Такой способ гидроперекачки применяется только на коротких трубопроводах. Нефтепровод Коштар-Ляльмикар в Узбекистане ($D = 200$ и 168 мм, $L = 26$ км) был пущен в июне 1974 г для обычной перекачки коштарской нефти ($\rho = 959$ кг/м³, $T_{\text{заст.}} = 298$ К).

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.

β - 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.

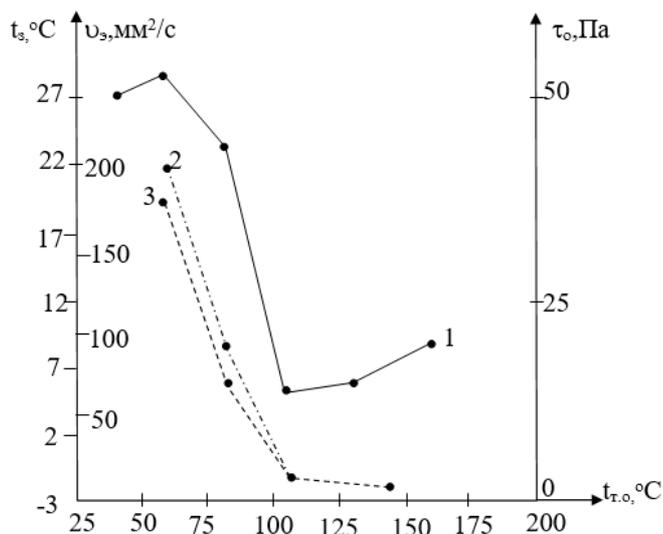
В обычных условиях при естественном охлаждении парафинистых нефтей образуется кристаллическая парафиновая структура, придающая нефти свойства твердого тела. Прочность структуры оказывается тем больше, чем выше концентрация парафина и чем меньше размеры образующихся кристаллов. Осуществляя нагрев нефти 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

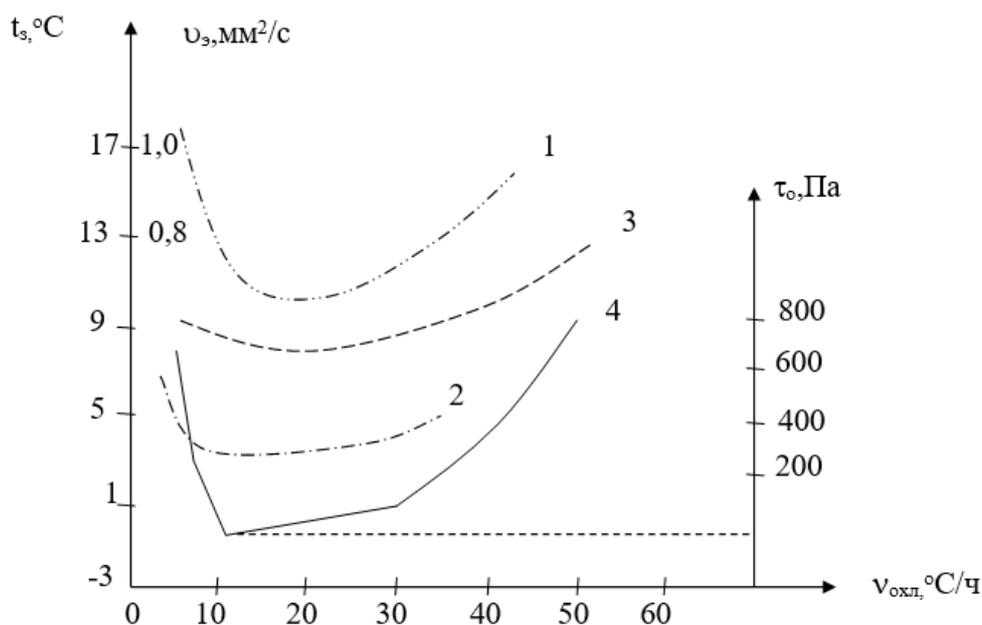
Из него видно, что при температуре термообработки $t_{т.о.}$ около $50\text{ }^\circ\text{C}$ температура застывания этой нефти не только не снижается, а, наоборот, возрастает. Дальнейшее увеличение температуры термообработки ведет к снижению $t_{заст.}$. А начиная со значений $t_{т.о.} \approx 110\text{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

Здесь же показан характер зависимости эффективной вязкости ν_3 и начального напряжения сдвига τ_0 жетыбайской нефти от температуры термообработки. Видно, что резкое уменьшение ν_3 и τ_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.