

ПЕРЕКАЧКА ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ

Лекция № 12

Реологические свойства высоковязких и высокозастывающих нефтей



Реологическими называются свойства жидкостей, от которых зависит характер их течения.

До сих пор мы рассматривали только Ньютоновские жидкости: вода, светлые нефтепродукты, нефти с низким содержанием парафина и смол, парафинистые нефти при высокой температуре.

Объединяет их в один класс одинаковый вид зависимости напряжения сдвига τ (напряжение сил трения на поверхности соприкосновения слоёв жидкости) от градиента скорости по радиусу $\frac{dw}{dr}$ (скорости сдвига). Графическое изображение этой зависимости называется кривой течения жидкости (рис. 6.1).

Для ньютоновских жидкостей кривая течения имеет вид прямой, выходящей под углом из начала координат, и описывается уравнением Ньютона

$$\tau = \mu \cdot \left| \frac{dw}{dr} \right|, \quad (6.1)$$

где коэффициент пропорциональности μ , характеризующий угол наклона кривой течения, есть не что иное, как динамическая вязкость жидкости.

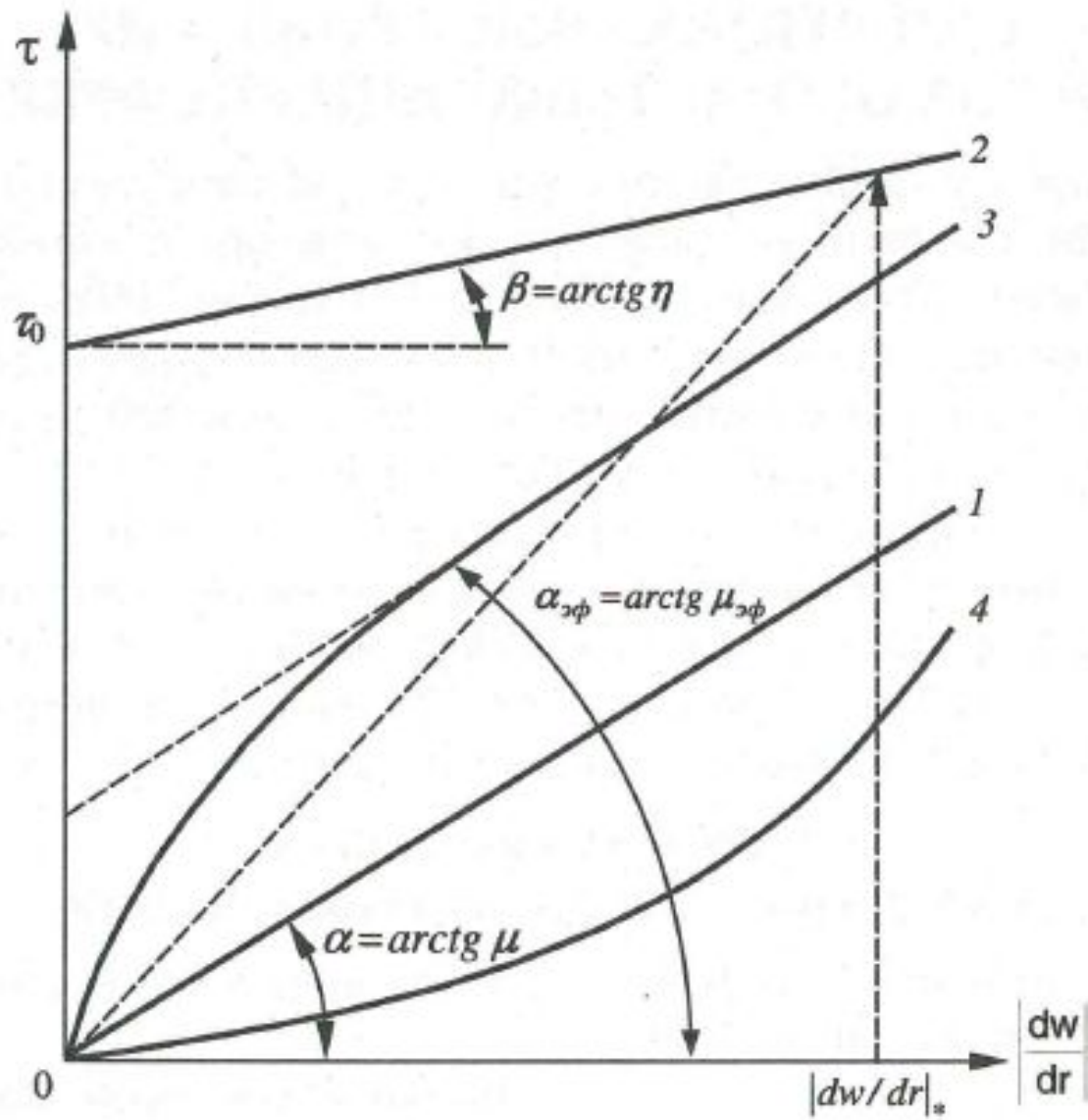


Рис. 6.1. Зависимость напряжения сдвига от скорости для различных жидкостей:
 1 – ньютоновских; 2 – пластичных (бингамовских); 3 – псевдопластичных;
 4 – дилатантных

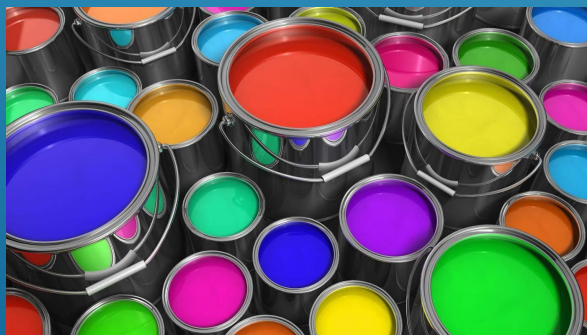
Значительно большее количество жидкостей отнесено к классу неньютоновских. В него объединены все те жидкости, кривая течения которых отличается от кривой 1.

Неньютоновские жидкости

Пластичные
(бингамовские)

Псевдопластичные

Дилатантные



Течение бингамовских жидкостей начинается только после создания определённого напряжения τ_0 , называемого начальным напряжением сдвига. При меньших, чем τ_0 , напряжениях такие жидкости ведут себя, как твёрдые тела, а при больших – как ньютоновская жидкость, для которой напряжение сдвига равно $\tau - \tau_0$

Зависимость напряжения от скорости сдвига для бингамовского пластика описывается уравнением 6.2

$$\tau = \tau_0 + \eta_{пл} \cdot \left| \frac{dw}{dr} \right|. \quad (6.2)$$

Зависимость (6.2) называется уравнением Шведова–Бингама. Здесь $\eta_{пл}$ – так называемая пластическая вязкость (аналог динамической вязкости при $\tau_0 \neq 0$).

К бингановским жидкостям относятся парафинистые нефти. Поскольку прочность парафиновой структуры с течением времени возрастает, то величина начального напряжения сдвига также увеличивается. Это необходимо учитывать при эксплуатации трубопроводов, транспортирующих парафинистые нефти, так как их работа без остановок невозможна.

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

$$\tau = -K \cdot \left| \frac{dw}{dr} \right|^{n-1} \cdot \frac{dw}{dr} \text{ или } \tau = K \cdot \left| \frac{dw}{dr} \right|^n, \quad (6.3)$$

где K и n — постоянные для данной жидкости коэффициенты.

Коэффициент K называется *характеристикой консистен-*
тности, а n — *индексом течения*.

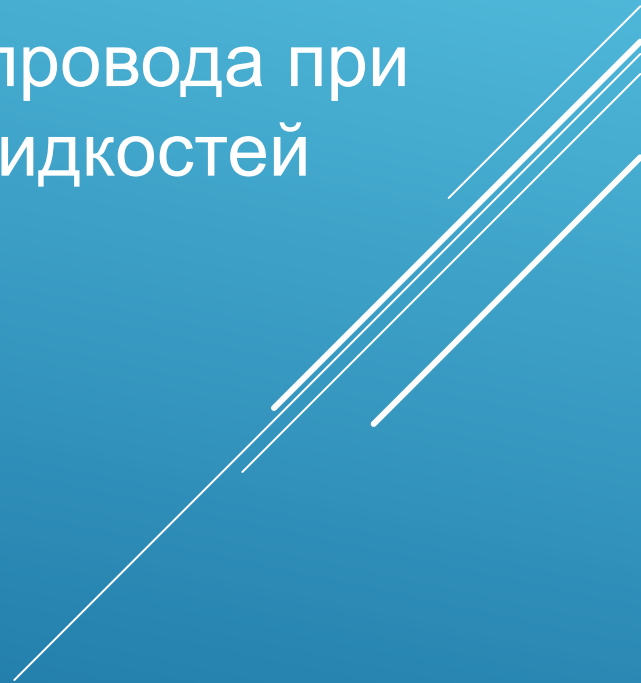
Для псевдопластиков $n < 1$, для дилатантных жидкостей $n > 1$

Обобщает все вышесказанные зависимости реологическая модель Бакли - Гершеля

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \left| \frac{dw}{dr} \right|^n \quad (6.4)$$

Кривые течения 2 и 3 характерны для парафинистых нефтей и нефтепродуктов при температурах, близких к температуре их застывания. При высоких температурах они ведут себя, как ньютоновские жидкости, парафин полностью растворён в жидкости и не влияет на реологическое поведение.

Особенности гидравлического расчёта трубопровода при изотермической перекачке неньютоновских жидкостей



Рассмотрим решение данной задачи на примере транспортировки пластинчатых жидкостей.

Из уравнения баланса сил, действующих на цилиндрический элемент жидкости радиусом r и длиной ℓ

$$\pi \cdot r^2 \cdot \Delta P = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot \ell \cdot \tau$$

находим, что величина касательных напряжений составляет

$$\tau = \frac{r \cdot \Delta P}{2 \cdot \ell}, \quad (6.5)$$

где ΔP — перепад давления на участке длиной ℓ .

С другой стороны, величина касательных напряжений для пластичных жидкостей описывается формулой (6.2).

Так как левые части (6.2) и (6.5) равны, то следовательно равны и правые. Освобождаясь от знака абсолютной величины и учитывая, что величина $\frac{dw}{dr} < 0$, можем записать

$$\tau_0 - \eta_{\text{нл}} \cdot \frac{dw}{dr} = \frac{r \cdot \Delta P}{2 \cdot \ell}.$$

Отсюда

$$dw = -\frac{1}{\eta_{\text{нл}}} \left(\frac{r \cdot \Delta P}{2 \cdot \ell} - \tau_0 \right) \cdot dr. \quad (6.6)$$

В соответствии с условием «прилипания» скорость жидкости на стенке должна быть равна нулю. Интегрируя левую часть (6.6) от 0 до w , а правую от R до r , получаем выражение для скорости жидкости на расстоянии r от оси трубы.

$$w = \frac{1}{\eta_{\text{нл}}} \left[\frac{\Delta P}{4 \cdot \ell} (R^2 - r^2) - \tau_0 \cdot (R - r) \right], \quad (6.7)$$

где R — радиус трубы.

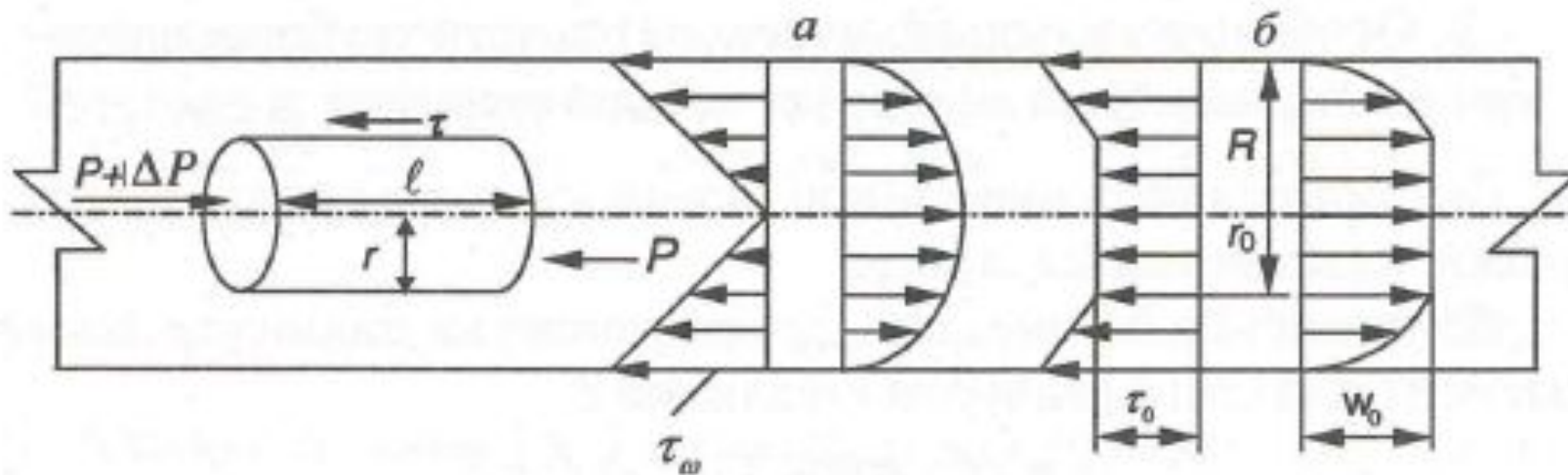


Рис. 6.2. Эпюры касательных напряжений и распределение скоростей потока по сечению:

a — для ньютоновских жидкостей; b — для пластичных жидкостей

Для ньютоновских жидкостей эпюры касательных напряжений и распределение скоростей потока по сечению имеют вид, изображённый на рисунке 6.2а: при $r=0$ $\tau=0$, а при $r=R$, $\tau = \tau_w$

Однако пластинчатые жидкости при $\tau \leq \tau_0$ ведут себя как твёрдое тело.

Поэтому в области $r \in [0; r_0]$, где $\tau \leq \tau_0$, пластичная жидкость движется в виде твёрдого тела, называемого ядром потока.

Радиус ядра находится по формуле (6.8)

$$r_0 = \frac{2 \cdot \ell \cdot \tau_0}{\Delta P}. \quad (6.8)$$

Скорость ядра потока выражается из формулы (6.7) подстановкой $r = r_0$

$$w_0 = \frac{1}{\eta_{\text{пл}}} \cdot \left[\frac{\Delta P}{4 \cdot \ell} \cdot (R^2 - r_0^2) - \tau_0 \cdot (R - r_0) \right]. \quad (6.9)$$

Общий расход жидкости в трубе складывается из суммы расходов ядра потока Q_0 и жидкости, занимающей пространство между ядром и стенкой Q_1 , то есть

$$Q = Q_0 + Q_1. \quad (6.10)$$

Расход ядра потока по определению равен

$$Q_0 = \pi r_0^2 \cdot w_0 = \frac{\pi r_0^2}{\eta_{\text{пл}}} \cdot \left[\frac{\Delta P}{4 \ell} (R^2 - r_0^2) - \tau_0 (R - r_0) \right]. \quad (6.11)$$

Расход жидкости в кольце, радиус которого изменяется в пределах от r_0 до R , составляет

$$\begin{aligned} Q_1 &= \int_{r_0}^R w \cdot 2\pi \cdot r \cdot dr = \frac{2 \cdot \pi}{\eta_{\text{нл}}} \left[\frac{\Delta P}{4 \cdot \ell} \int_{r_0}^R (R^2 - r^2) \cdot r \cdot dr - \tau_0 \cdot \int_{r_0}^R (R - r) \cdot r \cdot dr \right] = \\ &= \frac{\pi \cdot \Delta P}{\eta_{\text{нл}} \cdot 4 \cdot \ell} \left(\frac{R^2 \cdot r^2}{2} - \frac{r^4}{4} \right) \Big|_{r_0}^R - \frac{2 \cdot \pi \cdot \tau_0}{\eta_{\text{нл}}} \left(\frac{Rr^2}{2} - \frac{r^3}{3} \right) \Big|_{r_0}^R = \quad (6.12) \\ &= \frac{\pi}{\eta_{\text{нл}}} \cdot \left[\frac{\Delta P}{8 \cdot \ell} (R^2 - r_0^2)^2 - \frac{\tau_0}{3} (R^3 - 3 \cdot R \cdot r_0^2 + 2r_0^3) \right]. \end{aligned}$$

$$Q = \frac{\pi}{\eta_{\text{нл}}} \cdot \left[\frac{\Delta P}{8 \cdot \ell} (R^4 - r_0^4) - \frac{\tau_0}{3} (R^3 - r_0^3) \right]. \quad (6.13)$$

Путём несложных преобразований с учётом (6.8) данное выражение приводится к виду

$$Q = \frac{\pi \cdot R^4 \cdot \Delta P}{8 \cdot \eta_{\text{нл}} \cdot \ell} \cdot \left(1 - \frac{4}{3} \cdot \frac{r_0}{R} + \frac{1}{3} \cdot \frac{r_0^4}{R^4} \right), \quad (6.14)$$

Которое носит название уравнения Букингема.
Подставляя (6.8) в (6.14), окончательно получаем

$$Q = \frac{\pi \cdot R^4 \cdot \Delta P}{8 \cdot \eta_{\text{нл}} \cdot \ell} \cdot \left(1 - \frac{4}{3} \cdot \frac{2 \cdot \ell \cdot \tau_0}{\Delta P \cdot R} + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{2 \cdot \ell \cdot \tau_0}{\Delta P \cdot R} \right)^4 \right). \quad (6.15)$$

Из формулы (6.8) видно, что чем меньше перепад давления, тем радиус ядра потока больше. Он становится равным радиусу трубопровода при перепаде давления

$$\Delta P_0 = \frac{2\ell\tau_0}{R}. \quad (6.16)$$

При $\Delta P < \Delta P_0$, нефть в трубопроводе ведет себя как *твердое тело*.

С учетом (6.16) формулу (6.15) можно упростить

$$Q = \frac{\pi \cdot R^4 \cdot \Delta P}{8 \cdot \eta_{нн} \cdot \ell} \cdot \left[1 - \frac{4}{3} \cdot \frac{\Delta P_0}{\Delta P} + \frac{1}{3} \left(\frac{\Delta P_0}{\Delta P} \right)^4 \right], \quad (6.17)$$

В частном случае, когда $\tau_0 = 0$ формула (6.15) может быть преобразована в уравнение Пуазейля, описывающего потери давления при ламинарном режиме течения ньютоновской жидкости.

$$\Delta P = \frac{128 \cdot Q \cdot \mu \cdot \ell}{\pi \cdot D^4}.$$

Пользоваться формулой (6.15) неудобно, т.к. она не решается относительно искомого перепада давления в явном виде. Поэтому во многих случаях бывает целесообразно воспользоваться следующим приёмом: рассматривать неньютоновскую жидкость как условную ньютоновскую с динамической вязкостью равной эффективной вязкости

$$\mu_s = \frac{\tau}{\left| \frac{dw}{dr} \right|} = \frac{\tau_o}{\left| \frac{dw}{dr} \right|} + K \cdot \left| \frac{dw}{dr} \right|^{n-1}. \quad (6.18)$$

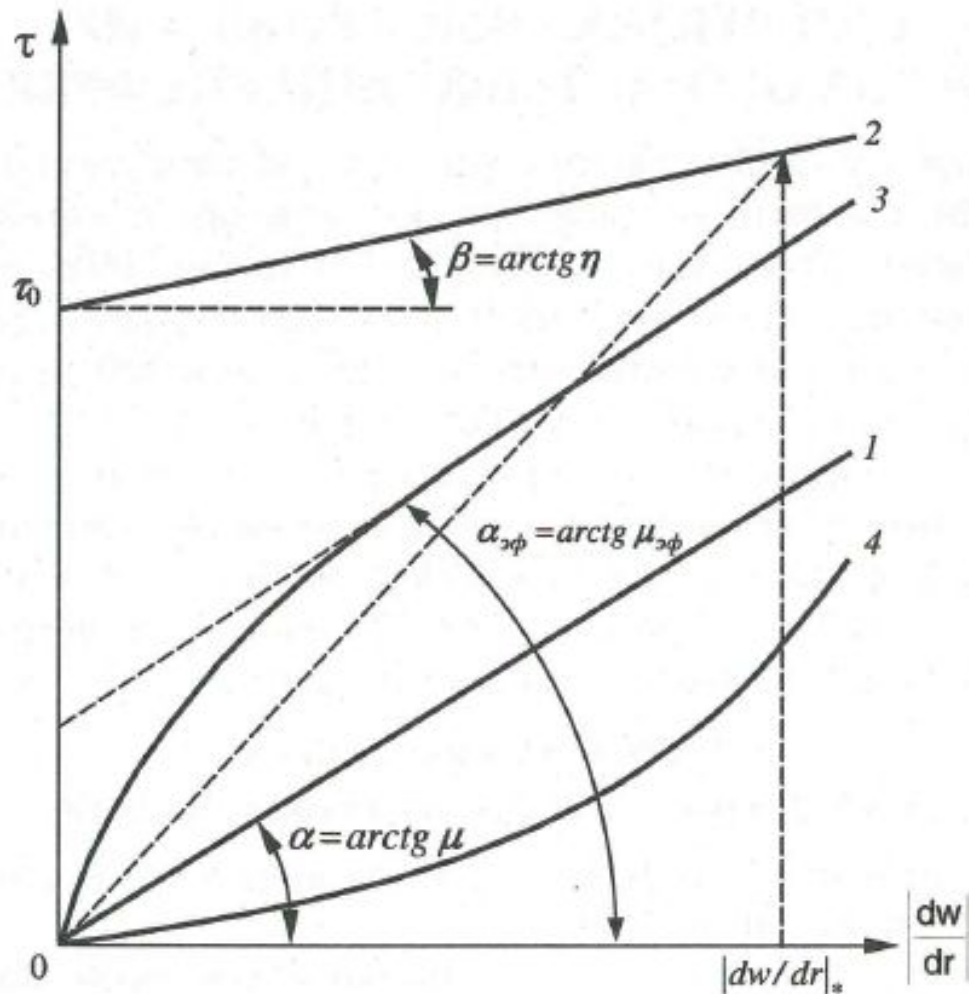
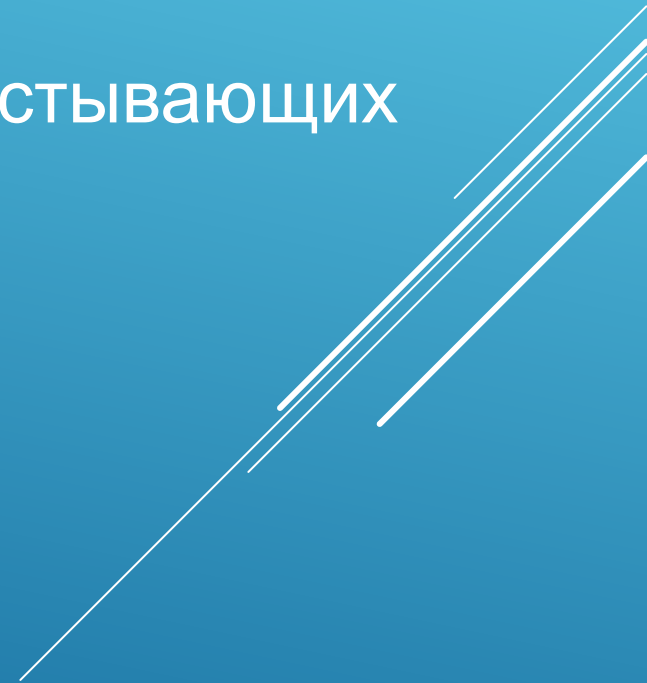


Рис. 6.1. Зависимость напряжения сдвига от скорости для различных жидкостей:
 1 – ньютоновских; 2 – пластичных (бингамовских); 3 – псевдопластичных;
 4 – дилатантных

С геометрической точки зрения эффективная вязкость (6.1) равна тангенсу угла наклона линии, проведённой из начала координат в точку на кривой течения, соответствующую расчётному градиенту скорости сдвига. Благодаря этому приёму, многие расчёт трубопроводов можно вести по формулам, справедливым для ньютоновских жидкостей.

Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей



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

1. Гидроперекачку;
2. Перекачку с предварительным улучшением реологических свойств (путём барообработки, термодеструктивной обработки, механического воздействия, с помощью добавления жидких разбавителей, газонасыщения, присадок, термообработки);
3. Перекачку с подогревом.

ГИДРОПЕРЕКАЧКА

Гидроперекачкой называют совместную перекачку высоковязких нефтей и воды. Известно несколько способов гидроперекачки:

- Перекачка нефти внутри водяного кольца;
- Перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде» (н/в);
- Перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока.

Первый способ заключается в том, что в трубопровод одновременно закачивают воду и высоковязкую нефть так, чтобы последняя двигалась внутри водяного кольца. Достигается это различными путями - применением винтовой нарезки заводского изготовления или приваренных по спирали металлических полос (проволоки) необходимых размеров и с заданным шагом (рис.6.3а), подачей воды через кольцевые муфты с тангенциальными отверстиями, расположенными перпендикулярно потоку нефти (рис.6.3б), прокладкой нефтепровода с перфорированными стенками внутри трубопровода большего диаметра и прокачкой воды между ними (рис.6.3в). Некоторое распространение получили лишь первые два способа.

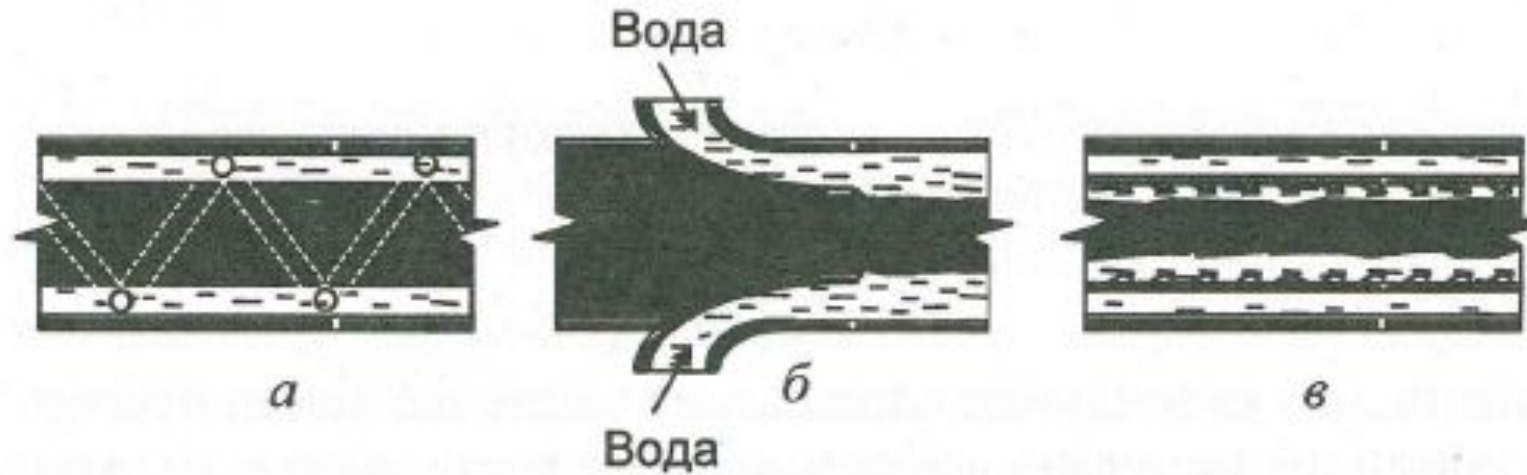


Рис. 6.3. Гидроперекачка нефти внутри водяного кольца:
a — с применением винтовой нарезки; *б* — с применением кольцевых муфт;
в — с использованием перфорированного трубопровода

Теоретически способ гидротранспорта под буквой «А» был изучен профессором Черникиным и его учениками. В результате расчётов было показано увеличение производительности перекачки в 14-16 раз по сравнению с изотермической перекачкой одной нефти. Однако широкого распространения он не получил из-за сложности изготовления винтовых нарезок на внутренней поверхности труб и их засорения.

Перекачку по схеме на рис.6.3б применяет компания «Sheil.Oil.Co.»: по трубопроводу диаметром 150 мм и длиной 39 км транспортируют нефть вязкостью 50000 $\text{мм}^2/\text{с}$. Поток содержит 70% нефти и 30% воды. Производительность перекачки 4300 $\text{м}^3/\text{сут}$. Установлено, что структура потока сохраняется при скорости потока не более 0,92 м/с.

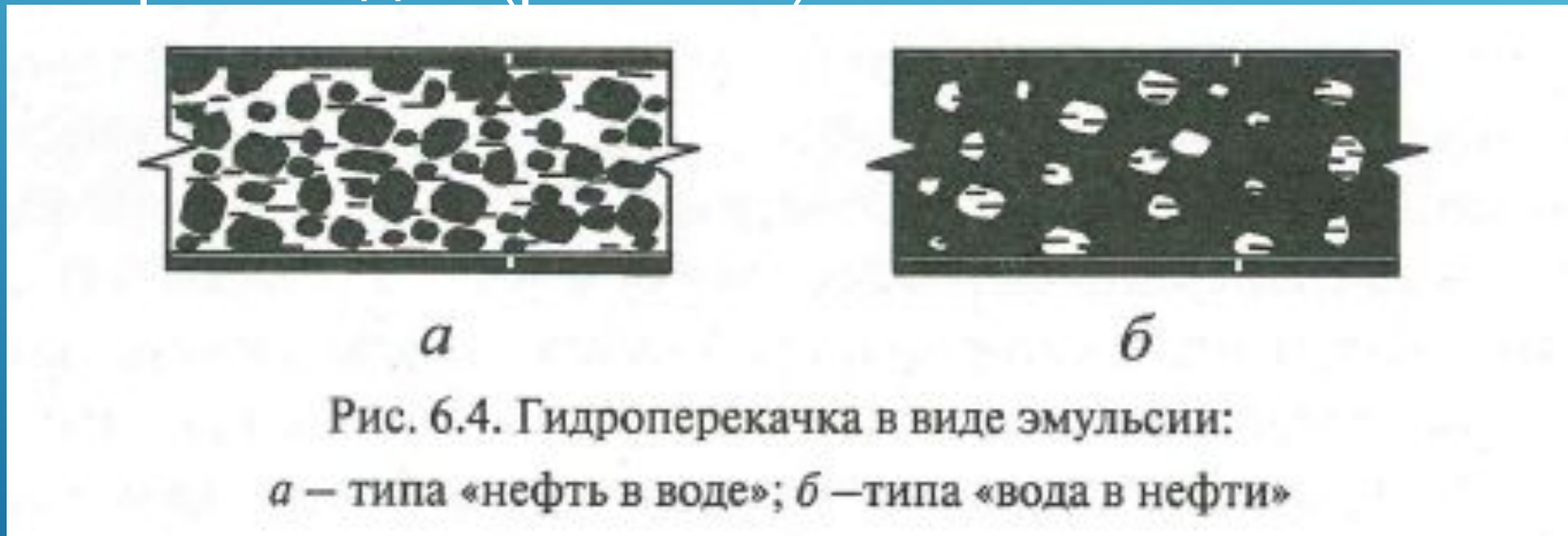
С увеличением дальности перекачки неизбежно произойдёт гравитационное расслоение нефти и воды, что приведёт к резкому увеличению перепада давления в трубопроводе.

Для обеспечения устойчивости пристенного слоя воды в неё добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). Молекулы ПАВ ориентируются таким образом, что полярная их часть обращена к воде, а углеводородные радикалы – к нефти.

На границе раздела ПАВ образуют тонкую плёнку, препятствующую смещению жидкостей. С другой стороны, слой ПАВ, адсорбированный на поверхности труб, предотвращает её смачивание нефтью и обеспечивает стабильность пристенного водного слоя.

К сожалению, даже в присутствии ПАВ пристенный водный слой постепенно разрушается.

Сущность другого способа 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 плёнкой и поэтому контакта нефти с внутренней поверхностью трубы не происходит (рис.6.4а)



Устойчивость эмульсии типа «нефть в воде» зависит от характеристики и концентрации ПАВ, температуры, режима течения, соотношения воды и нефти в потоке.

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

Недостатком данного способа гидротрекачки является опасность инверсии фаз, то есть превращение эмульсии типа «нефть в воде» в эмульсию «вода в нефти» (рис.6.4б) при изменении скорости или температуры перекачки.

Третий способ гидротрекачки – это перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока (рис.6.5)

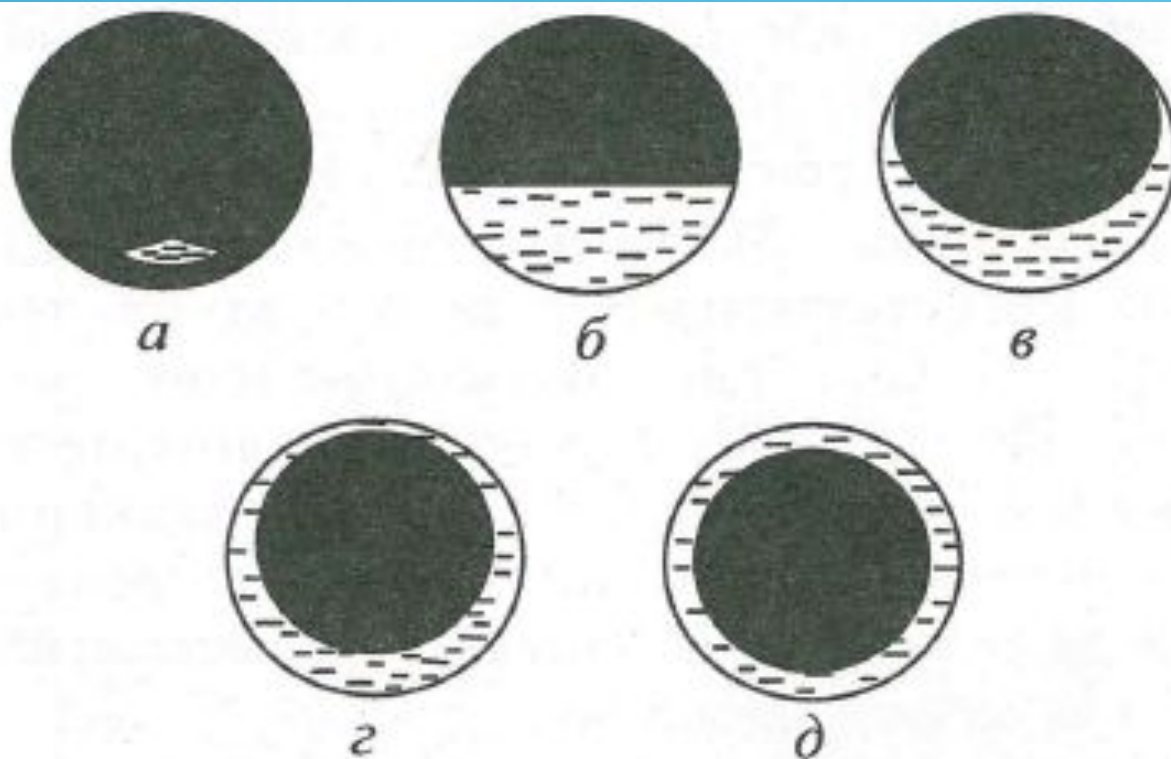


Рис. 6.5. Структурные формы водонефтяного потока при послойной перекачке нефти и воды:

a – линзовая; *б* – раздельная с плоской границей; *в* – раздельная с криволинейной границей; *г* – кольцевая эксцентричная; *д* – кольцевая концентричная

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

Любопытная связь структурных форм водонефтяного потока с величиной гидравлического уклона. Согласно экспериментальным исследованиям Ф.М. Галина , она такова (рис.6.6).

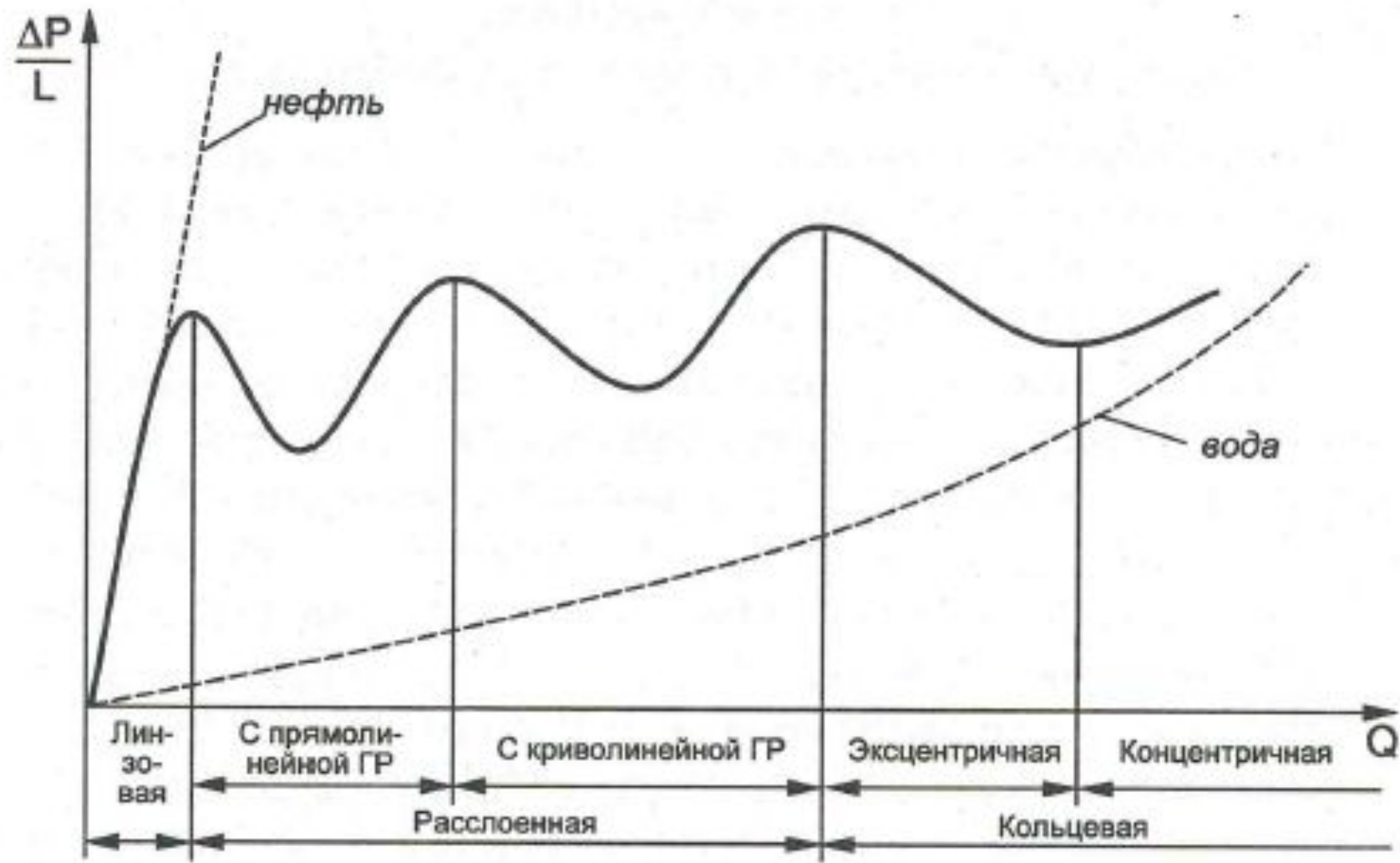


Рис. 6.6 . Зависимость гидравлического уклона от расхода при перекачке смеси нефти и воды

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

Данный способ перекачки применяют только на коротких трубопроводах во избежание образования в насосах стойких эмульсий. Таковым, например, является трубопровод Коштар-Ляльмикар в Узбекистане ($D = 200$ и 168 мм, $L = 26$ км). Гидроперекачка по нему со свободным вводом фаз в трубопровод оказалась весьма эффективной. За 2 года эксплуатации был получен экономический эффект в размере 100000 долларов по сравнению с перекачкой одной нефти.

Перекачка нефтей, предварительно подвергнутых барообработке.

Барообработкой называется обработка неньютоновских нефтей давлением с целью улучшения их реологических свойств.

Процесс барообработки заключается в следующем. Если в герметически закрытом сосуде, заполненном неньютоновской нефтью, создать избыточное давление, то последнее со временем медленно падает до некоторого значения. Скорость падения давления и разница между начальным и конечными давлениями зависит от величины начального давления и реологических свойств нефти.

Исследования показали, что наибольший эффект даёт барообработка нефтей в виде многократных, кратковременных, импульсно-циклических воздействий давления на исследуемую неньютоновскую систему. Усиление эффекта барообработки достигается предварительной добавкой в нефть синтетических и высокомолекулярных соединений (например, полиизобутилена).

Практическая реализация метода осуществляется следующим образом. Головной участок трубопровода после насосов, длиной несколько сотен метров, выполняется в виде двухниточной системы. Каждая нитка имеет диаметр, равный диаметру основной магистрали, и снабжена электроприводными задвижками с обеих сторон. В начальный момент времени обе нитки при закрытых выходных задвижках заполняются неньютоновской нефтью и нагружаются необходимым давлением.

После требуемой выдержки давление сбрасывается, и спустя заданное время нефть из одной нитки вытесняется порцией необработанной нефти, которая тут же отсекается со стороны выхода. Пока осуществляется барообработка новой порции нефти, в основную магистраль вытесняется барообработанная нефть из второй нитки и т.д. Время барообработки в данном случае равно времени вытеснения нефти из параллельной нитки, а давление не меньше, чем начальное давление перекачки.

Реализована на Дюбендинской перевалочной нефтебазе (Азербайджан). Нефть нагружали давлением в 2,45 МПа в течении 2 минут и выдерживали 1 минуту после сброса давления. В результате её вязкость при температуре перекачки уменьшалась на 36%.

Перекачка нефтей с применением термодеструктивной обработки

Термодеструктивной обработкой называется нагрев высоковязких нефтей до 490 градусов по Цельсию, при соответствующем давлении, с целью расщепления (деструкции) высокомолекулярных соединений на лёгкие маловязкие углеводородные составляющие.

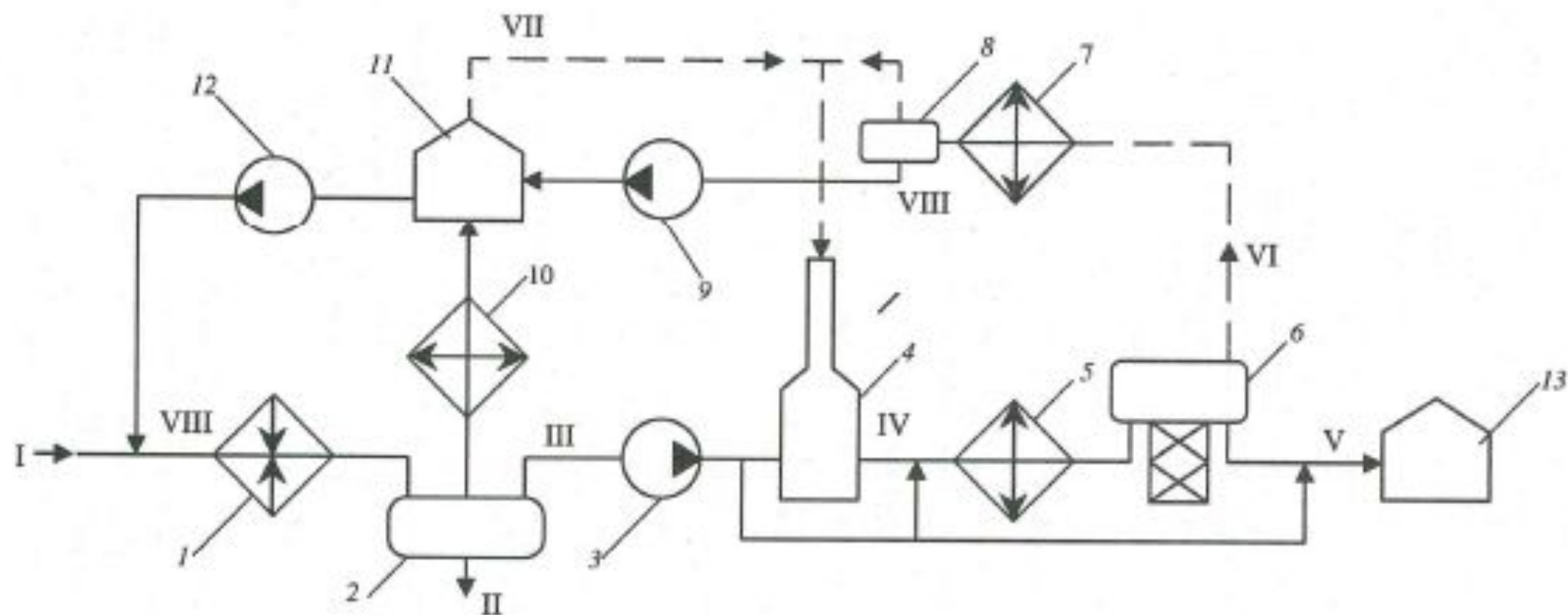
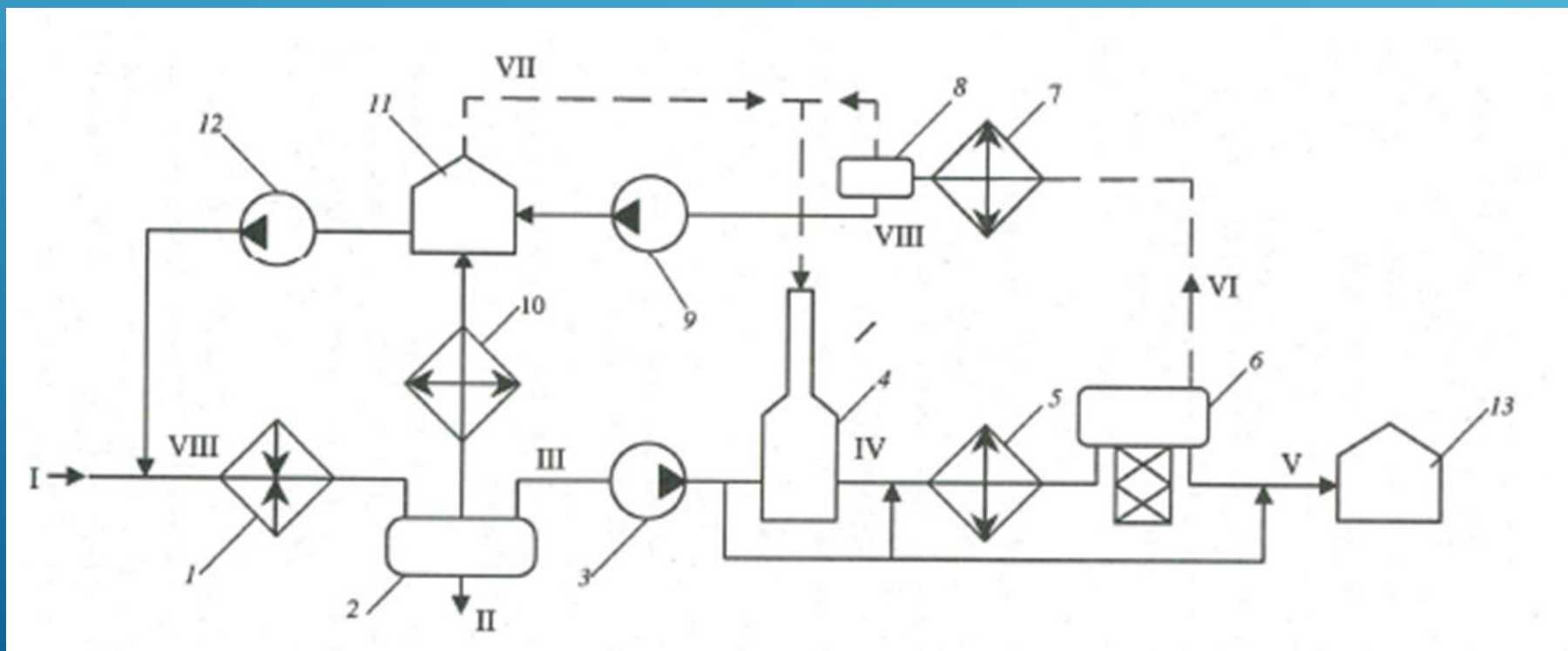


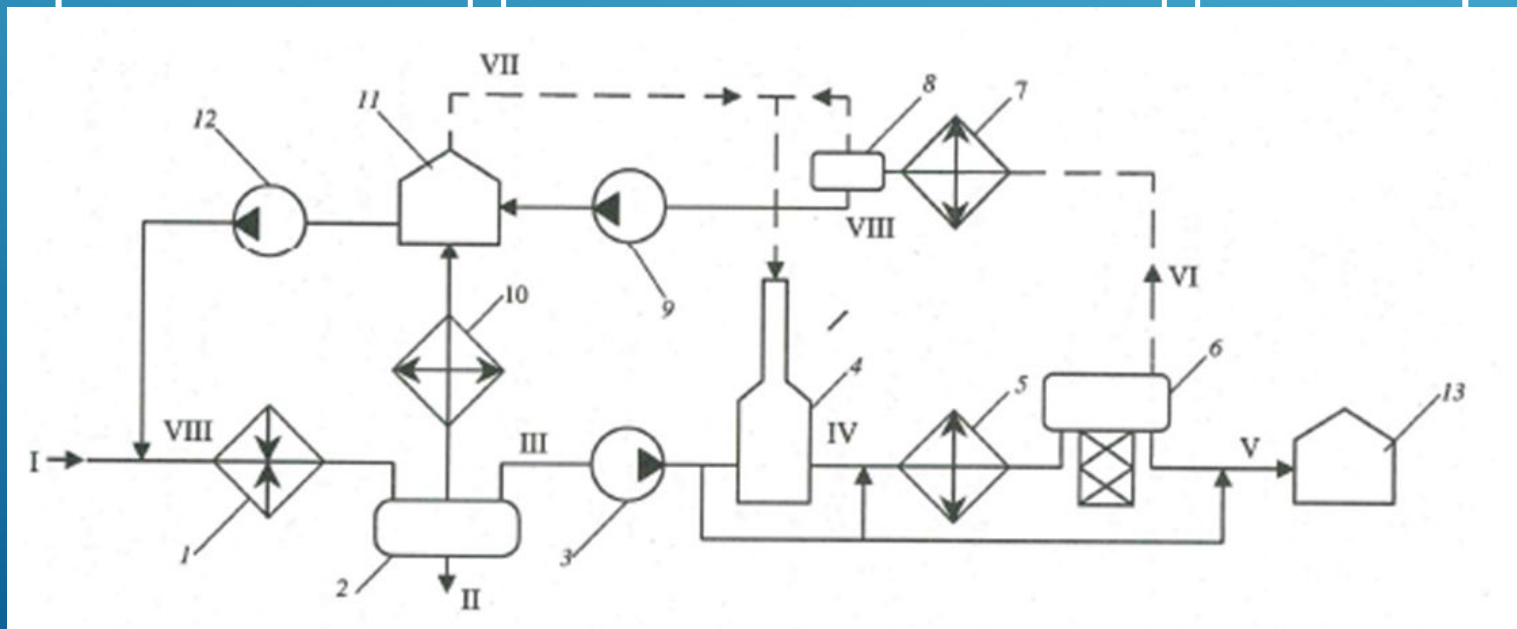
Рис. 6.7. Принципиальная схема термодеструктивной обработки нефти:

1 – подогреватель; 2 – группа отстойников; 3, 9, 12 – насос; 4 – печь; 5, 7, 10 – холодильник; 6, 8 – сепаратор; 11 – конденсатосборник; 13 – резервуары головной перекачивающей станции; I – разгазированная обводненная нефть; II – вода; III – обезваренная «холодная» нефть; IV – нефть, прошедшая термодеструктивную обработку; V – смесь обработанной и необработанной нефтей; VI – газы сепарации; VII – несконденсировавшиеся газы; VIII – конденсат

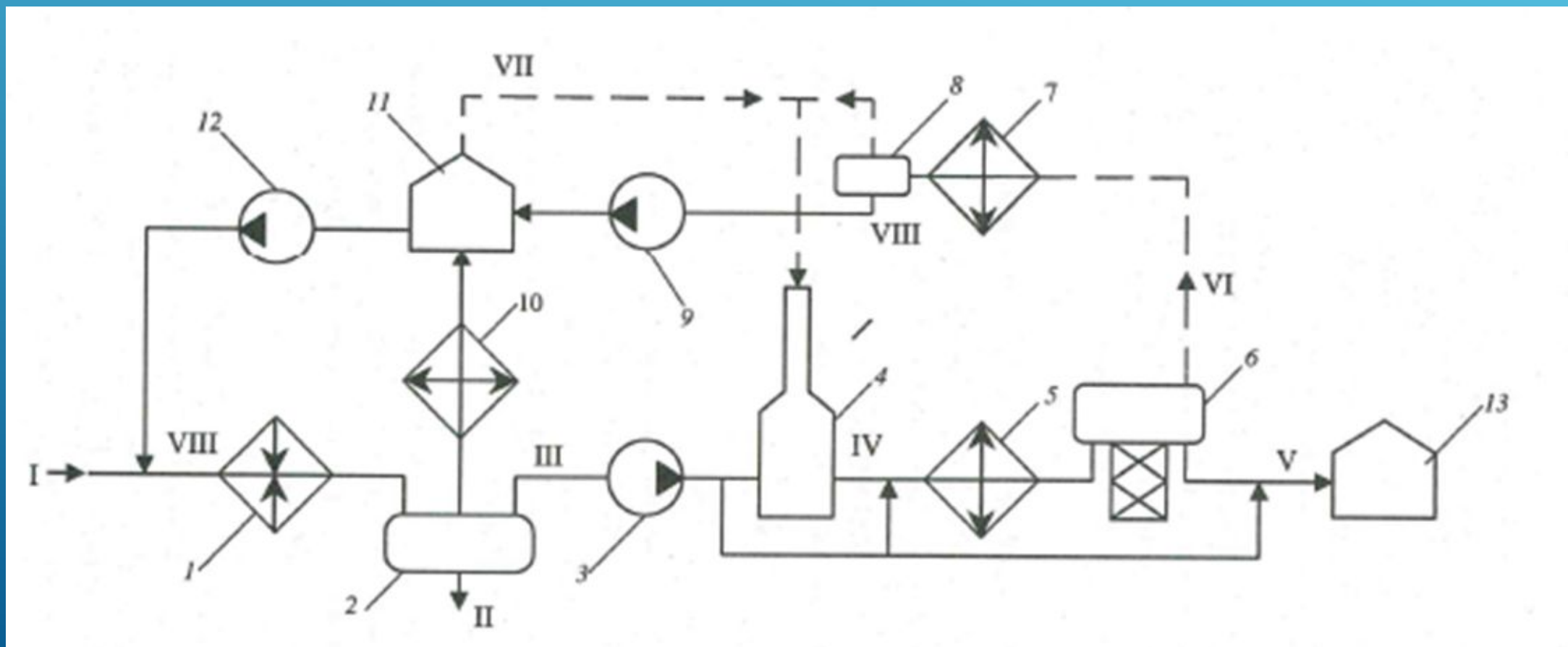
Принципиальная схема изображена на рис.6.7. Исходная нефть после предварительной сепарации на промысле смешивается с конденсатом лёгким фракций из ёмкости 11, нагревается в подогревателе 1 до температуры 60-120 градусов по Цельсию и под давлением 0,3...2,5 Мпа поступает на обезвоживание в группу отстойников 2. Здесь от неё отделяется вода, после чего смесь забирается насосом 3 и перекачивается двумя потоками: один направляется в печь деструктивной обработки 4, а второй в линию - по которой подготовленная нефть выходит с установки в накопительный резервуар 13.



Далее горячая нефть направляется в холодильник 5. Чтобы ускорить прекращение процесса термодеструкций, в неё добавляют холодную нефть из параллельной линии. В сепараторе 6 производится отделение от нефти выделившихся газов, после чего они направляются в воздушный холодильник 7. Образовавшийся при этом конденсат из сепаратора 8 откачивается насосом 9 в конденсатосборник 11, а не сконденсировавшиеся газы сжигаются в печи 4. Газы, выделяющиеся в отстойниках 2, обрабатываются аналогично. Получаемый конденсат из конденсатосборника 11 подмешивается к исходной нефти с помощью насоса 12.



Уменьшение вязкости при данном способе может составлять до 20 раз. Однако метод не получил промышленного применения. С одной стороны, после его разработки не сооружались протяжённые трубопроводы для перекачки высоковязких нефтей, а с другой – в результате изменяются свойства нефти, как сырья.



Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефти за счёт механического воздействия

Сущность данного метода в том, что высокопарафинистую нефть охлаждают до образования в ней парафиновой структуры, а затем механическим путём разрушают последнюю. Содержащиеся в ней смолы и асфальтены обволакивают «осколки» парафина, препятствуя их повторному соединению.

Разрушение парафиновой структуры может выполняться путём виброобработки, с помощью специальных мешалок, диафрагм и т.д.

Устройства для виброобработки нефтей (рис.6.8) состоят из сита, которое контактирует с нефтью, вибратора, приводящего сито в колебательное движение, и трубопроводов.

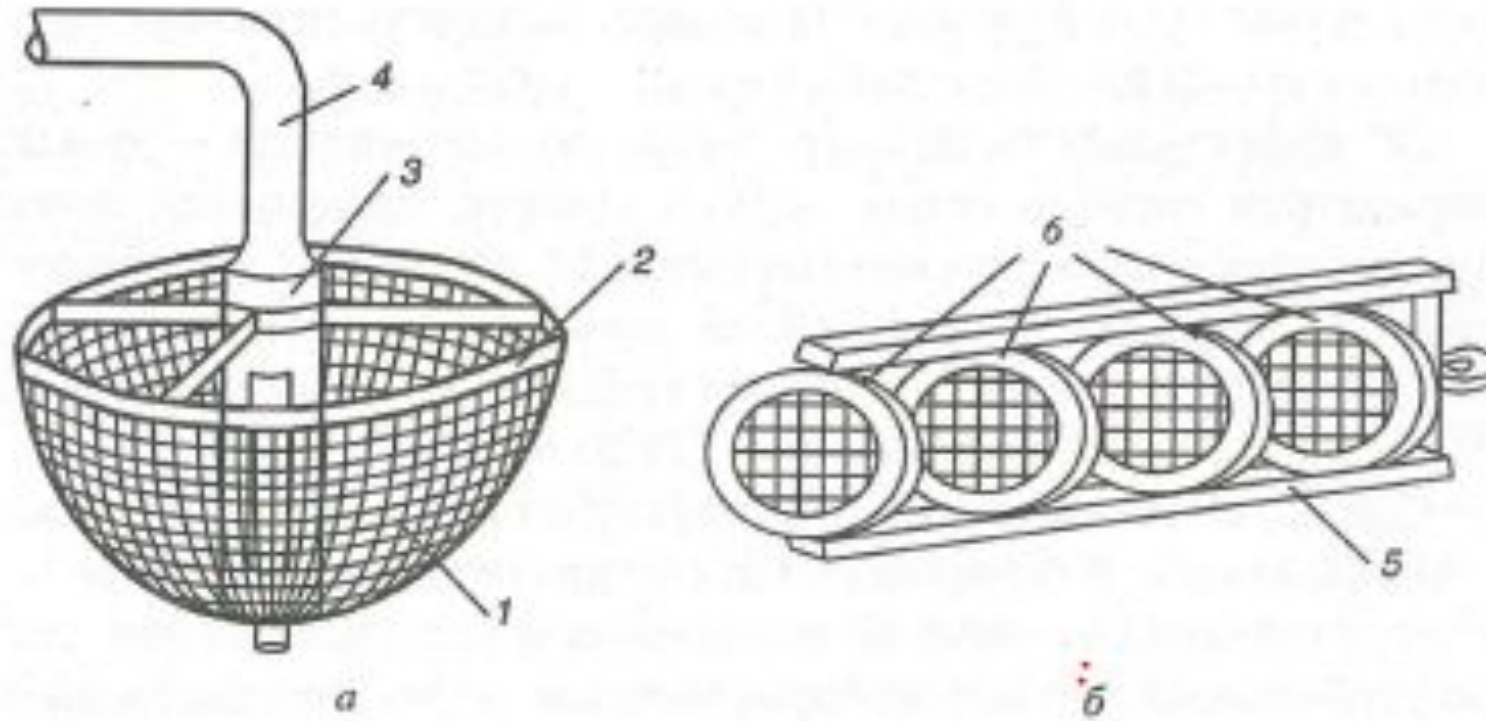


Рис. 6.8. Устройства для выработки высокопарафинистой нефти:
a – в резервуарах и земляных амбарах; *б* – в трубопроводе; 1 – сито; 2 – пояс;
3 – вибратор; 4 – трубопровод для откачки суспензии; 5 – каркас; 6 – кольца
с сетками

Виброобработка производится виброситом с размером ячеек от 1,5 до 8 мм в течение 1...5 минут при частоте колебаний 20...250 Гц.

Выбор указанных параметров объясняется тем, что при частотах колебаний меньше 20 Гц разрушение структуры парафина в нефти до мелкодисперсного состояния не происходит, а при частотах выше 250 Гц вибросито вырывает застывшую нефть кусками и разбрасывает по поверхности, не успевая разрушить структуру в ней.

Об эффективности данного метода говорит следующий факт: динамическая вязкость мангышлакской нефти при температуре на 5...10 градусов меньше температуры её застывания, после обработки виброситами при градиентах скорости 2800...3200 с^{-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 требуется от нескольких часов до нескольких суток.

Используется для откачки застывшей нефти из резервуаров, земляных амбаров и технологических трубопроводов.

Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями

Углеводородные разбавители: газовый конденсат и маловязкие нефти.

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

Первые в нашей стране по данному методу опыты провели А.Н.Саханов и А. А.Кащеев в 1926 году. В этих опытах нефть смешивали с керосиновым дистиллятом, полученные результаты были настолько хороши, что метод использовали при проектировании нефтепровода Грозный – Чёрное море.

Оценка величины кинематической вязкости смеси может быть сделана по формуле Вальтера

$$\lg \lg(v_{см} + 0,6) = (1 - K_B) \lg \lg(v_n + 0,6) + K_B \cdot \lg \lg(v_p + 0,6),$$

где $v_n, v_p, v_{см}$ — кинематическая вязкость соответственно разбавляемой нефти, разбавителя и их смеси (в мм²/с); K_B — весовая концентрация разбавителя в смеси,

$$K_B = \frac{\rho_p \cdot K}{\rho_n - K \cdot (\rho_n - \rho_p)};$$

ρ_n, ρ_p — плотность соответственно разбавляемой нефти и разбавителя; K — объемная концентрация разбавителя в смеси.

Изменение вязкости смеси нефти с разбавителями удобно описать формулой М.М.Кусакова

$$v_{см} = v_n \cdot e^{-a_v \cdot k}, \quad (6.19)$$

где a_v — коэффициент, определяемый в результате лабораторных исследований свойств смесей нефти с разбавителем.

Потери напора при перекачки высоковязкой нефти равны

$$h_{\tau_n} = \beta \cdot \frac{Q_n^{2-m} \cdot v_n^m \cdot L}{D^{5-m}},$$

где Q_n — расход высоковязкой нефти.

Для разбавленной нефти

$$h_{\tau_{см}} = \beta \cdot \frac{Q_{см}^{2-m} \cdot v_{см}^m \cdot L}{D^{5-m}}.$$

Если наложить условие, что $h_{\tau_{см}} = h_{\tau_{н}}$, то в трубопроводе устанавливается расход

$$Q_{см} = Q_{н} \cdot e^{\frac{a_v \cdot m \cdot k}{2-m}}, \quad (6.20)$$

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

Расход смеси складывается из нового расхода высоковязкой нефти и расхода разбавителя

$$Q_{см} = Q'_{н} + Q_p.$$

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

$$Q_{см} = \frac{Q'_н}{1-K}. \quad (6.21)$$

Решая совместно (6.20) и (6.21), находим новый расход нефти в трубопроводе после её разбавления

$$Q'_н = Q_н \cdot (1-K) \cdot e^{\frac{a_v \cdot m \cdot k}{2-m}}, \quad (6.22)$$

То есть расход нефти изменится в число раз, равное

$$\chi_Q = (1-K) \cdot e^{\frac{a_v \cdot m \cdot k}{2-m}}. \quad (6.23)$$

Изменение концентрации разбавителя влияет на изменение расхода неоднозначно: при увеличении K величина первого сомножителя (6.23) уменьшается, а второго – растёт. Можно предполагать, что существует некая оптимальная концентрация разбавителя, обеспечивающее достижение максимума χ_Q .

При ламинарном режиме перекачки увеличение производительности составит $(1-K) \cdot e^{a_v \cdot k}$, а при турбулентном ($m = 0,25$) – $(1-K) \cdot e^{0,143 \cdot a_v \cdot k}$

То есть при ламинарном режиме перекачки эффект увеличения производительность (если он есть) выше в число раз

$$\frac{\chi_{Л}}{\chi_{Т}} = \frac{(1-K) \cdot e^{a_v \cdot k}}{(1-K) \cdot e^{0,143 \cdot a_v \cdot k}} = e^{0,857 \cdot a_v \cdot k}$$

Объясняется это тем, что в турбулентном потоке значительная часть напора теряется на продольные и поперечные колебания молекул жидкости, и она практически не зависит от изменения вязкости.

Чем более развит турбулентный режим, тем увеличения производительности нефтепровода при применении разбавителей меньше. А при $m = 0$ разбавление высоковязкой нефти приводит к обратному эффекту – производительность трубопровода по нефти уменьшается.

Если необходимости в увеличении производительности трубопровода по нефти нет, то с помощью разбавления можно уменьшить потери напора на трение.

Подставляя в формулу Л.С.Лейбензона параметры смеси, будем иметь

$$h_{\tau_{см}} = \beta \cdot \left(\frac{Q_H}{1-K} \right)^{2-m} \cdot \frac{v_H^m \cdot e^{-a_v \cdot m \cdot k} \cdot L}{D^{5-m}} = h_{\tau_H} \cdot \frac{e^{-a_v \cdot m \cdot k}}{(1-K)^{2-m}}$$

Таким образом, при разбавлении высоковязкой нефти потери напора на трение уменьшаются в число раз

$$\chi_H = \frac{h_{\tau_H}}{h_{\tau_{см}} \cdot \frac{e^{-a_v \cdot m \cdot k}}{(1-K)^{2-m}}} = (1-K)^{2-m} \cdot e^{-a_v \cdot m \cdot k}$$

Данный вид перекачки довольно широко распространён по нашей стране. Так, на самарской базе смешения часть высокопарафинистой нефти смешивается с маловязкими нефтями Поволжья и заканчивается в нефтепровод «Дружба».

В качестве маловязкого разбавителя также используются газовый конденсат, широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ), сжиженные газы (при условии, что давление насыщенных паров смеси по Рейду будет ниже 66000 Па). Так, в Канаде по нефтепроводу Ллойдминстер – Хардисти длиной 116 км и диаметром 200 мм перекачивается высоковязкая нефть с добавлением 22,5% газового конденсата.

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 более вязкого компонента, иначе может произойти расслоение смеси.

Перекачка термически обработанных нефтей

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

Первые опыты по термообработке нефти в нашей стране ещё были выполнены 30-х годах XX века. Так, термическая обработка нефти Ромашкинского месторождения позволила снизить её вязкость более чем в 2 раза и уменьшить температуру застывания на 20 градусов.

Ряд закономерностей, связанных с термообработкой нефтей:

1. Термообработка позволяет улучшить реологические свойства только парафинистых нефтей, содержащих асфальтосмолистые 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 ней;
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.

Существование оптимальной температуры термообработки связано со следующим. На поверхности кристаллов парафина адсорбированы асфальтосмолистые вещества, находящиеся в нефти. При малой температуре подогрева нефти часть кристаллов парафина растворяется и освободившиеся асфальтосмолистые вещества адсорбируются на поверхности не растворившихся 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 асфальтосмолистых веществ. Однако поскольку число не растворившихся кристаллов тугоплавких парафинов уменьшилось, то последние адсорбируют всё меньше асфальтосмолистых веществ.

При последующем охлаждении не адсорбированные асфальтосмолистые вещества способствуют образованию крупных кристаллов парафина, что положительно сказывается на реологических свойствах нефти. Наибольший эффект термообработка даёт, когда все кристаллы парафина растворяются при нагревании, однако следует избегать перегрева, приводящего к разрушению асфальтосмолистых веществ.

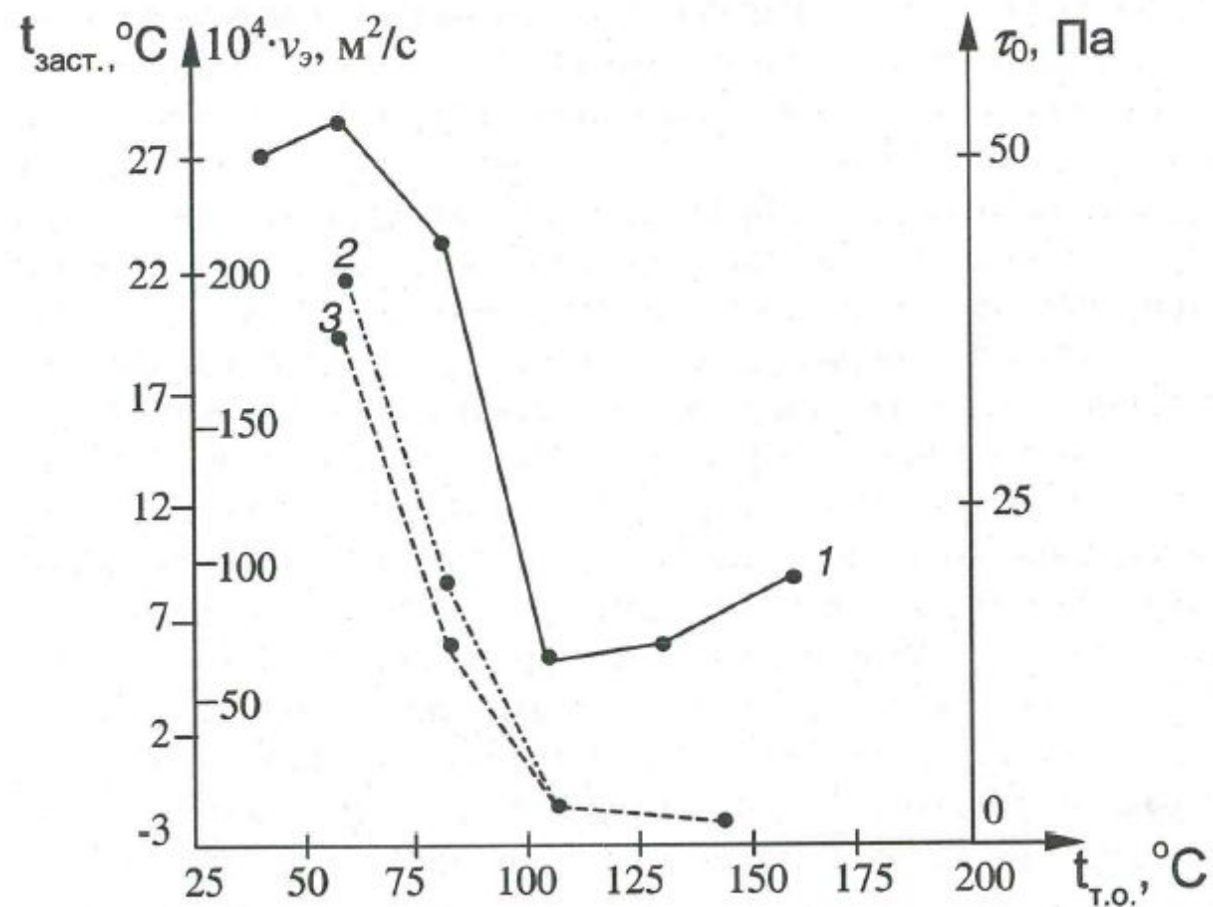


Рис. 6.9. Влияние температуры термообработки на реологические параметры жетыбайской нефти:
1 — температура застывания; 2 — эффективная кинематическая вязкость;
3 — начальное напряжение сдвига

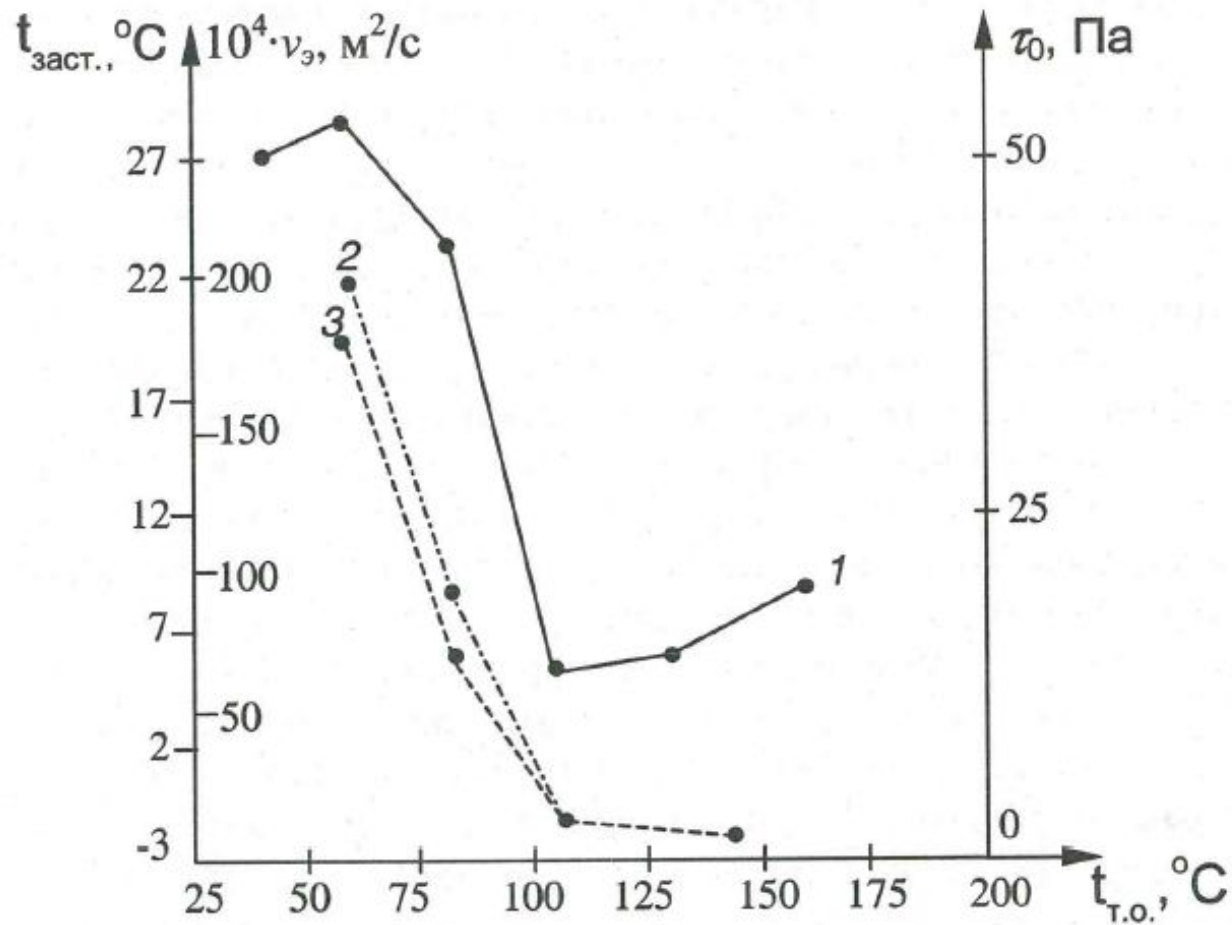


Рис. 6.9. Влияние температуры термообработки на реологические параметры жетыбайской нефти:

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

На рис.6.9 показано влияние температуры термообработки на реологические параметры жетыбайской нефти. Из него видно, что при температуре термообработки около 50 градусов Цельсия температура застывания этой нефти не только не снижается, а наоборот, возрастает. Дальнейшее увеличение температуры термообработки ведёт к снижению температуры застывания. А начиная со значений температуры термообработки, равной 105 градусам по Цельсию, температура застывания термообработанной нефти снова растёт. Оптимальная температура термообработки 105 градусов по Цельсию.

Скорость охлаждения нефти влияет на процесс роста кристаллов парафина. При оптимальной температуре охлаждения образуются крупные конгломераты парафиносмолистых веществ, которые неравномерно распространяются по всему объёму.

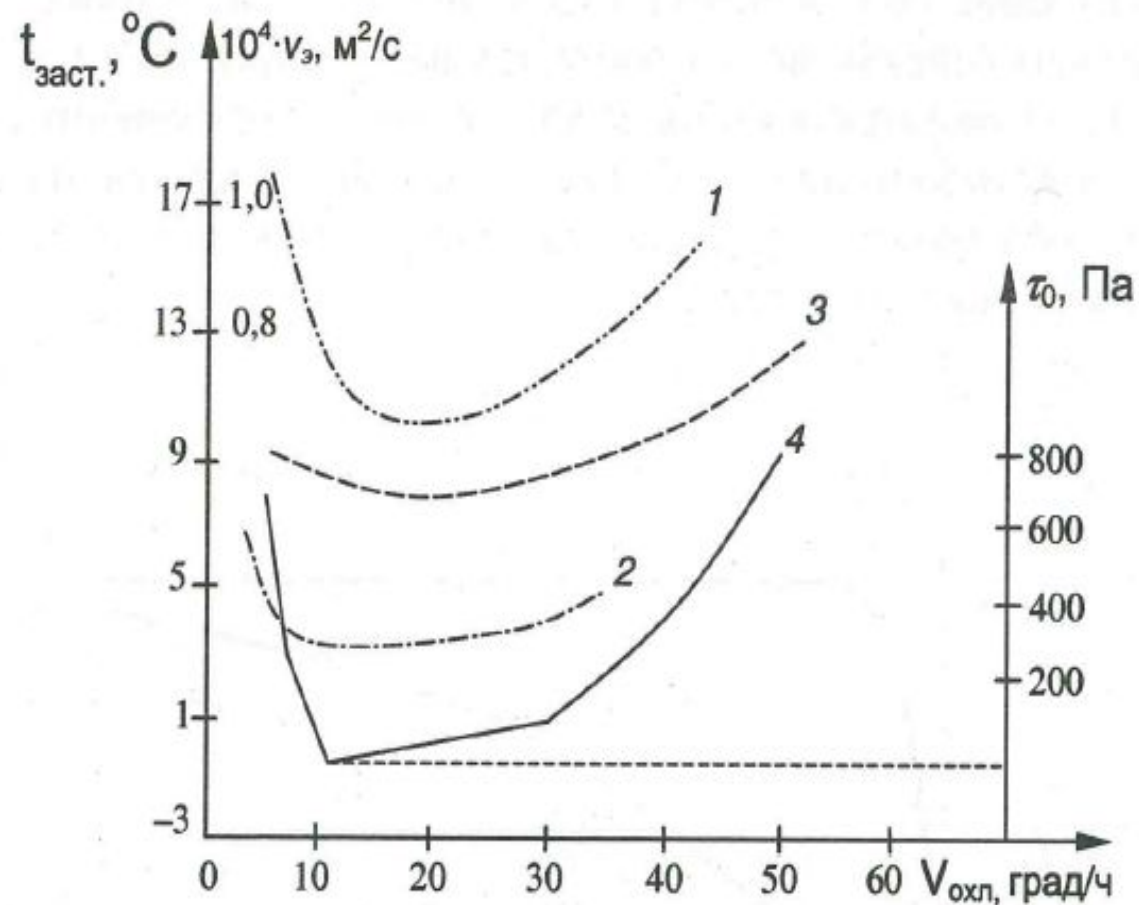


Рис. 6.10. Изменение реологических параметров высокопарафинистых нефтей в зависимости от скорости охлаждения:

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

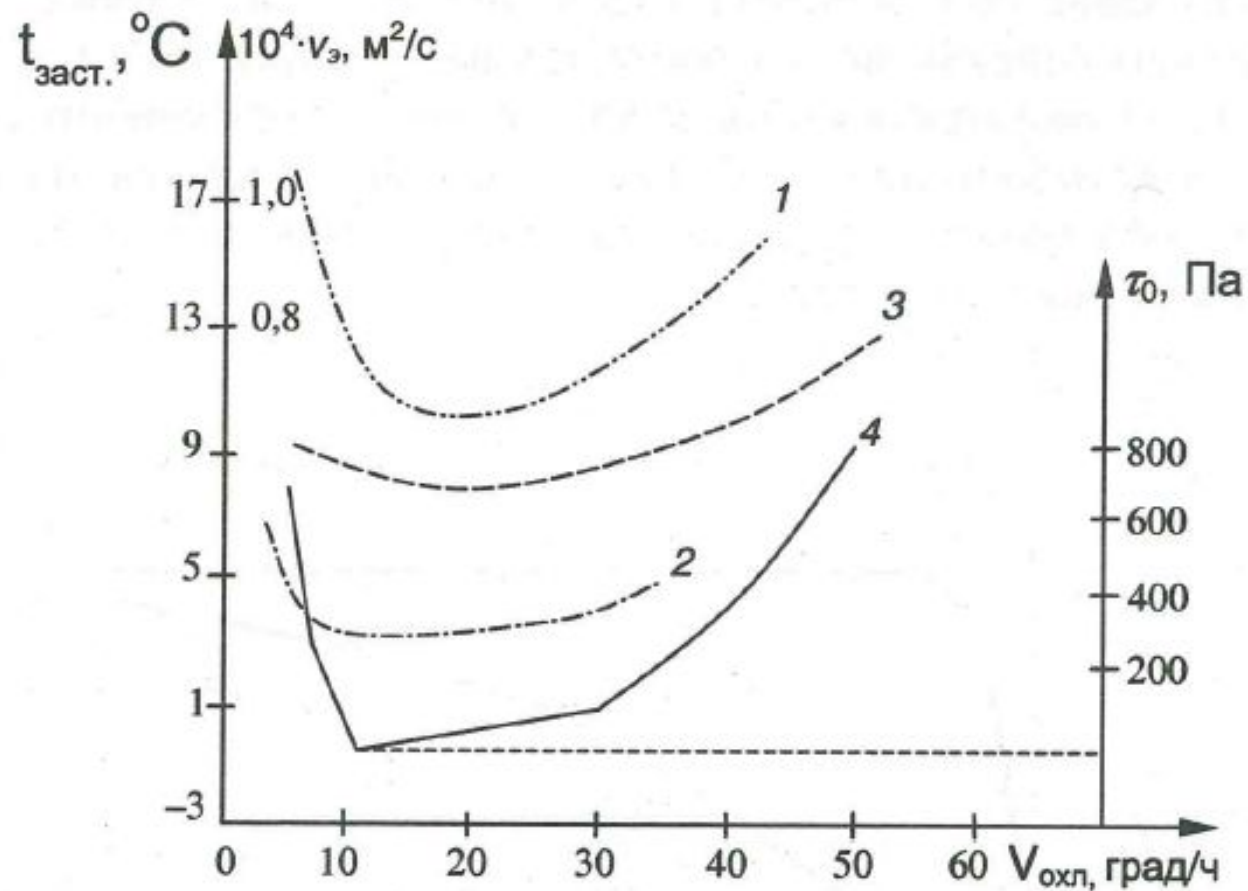


Рис. 6.10. Изменение реологических параметров высокопарафинистых нефтей в зависимости от скорости охлаждения:

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

На рис.6.10 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...15 градусов в час.

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 её реологические свойства хоть и улучшаются, но значительно меньше, чем при охлаждении в покое. В то же время охлаждение в динамике дешевле.

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

Характер изменения эффективной вязкости озексуатской и жетыбайской нефти показан на рис.6.11. Озексуатская нефть восстанавливает свои свойства за 3 суток, а жетыбайская – за 45 суток.

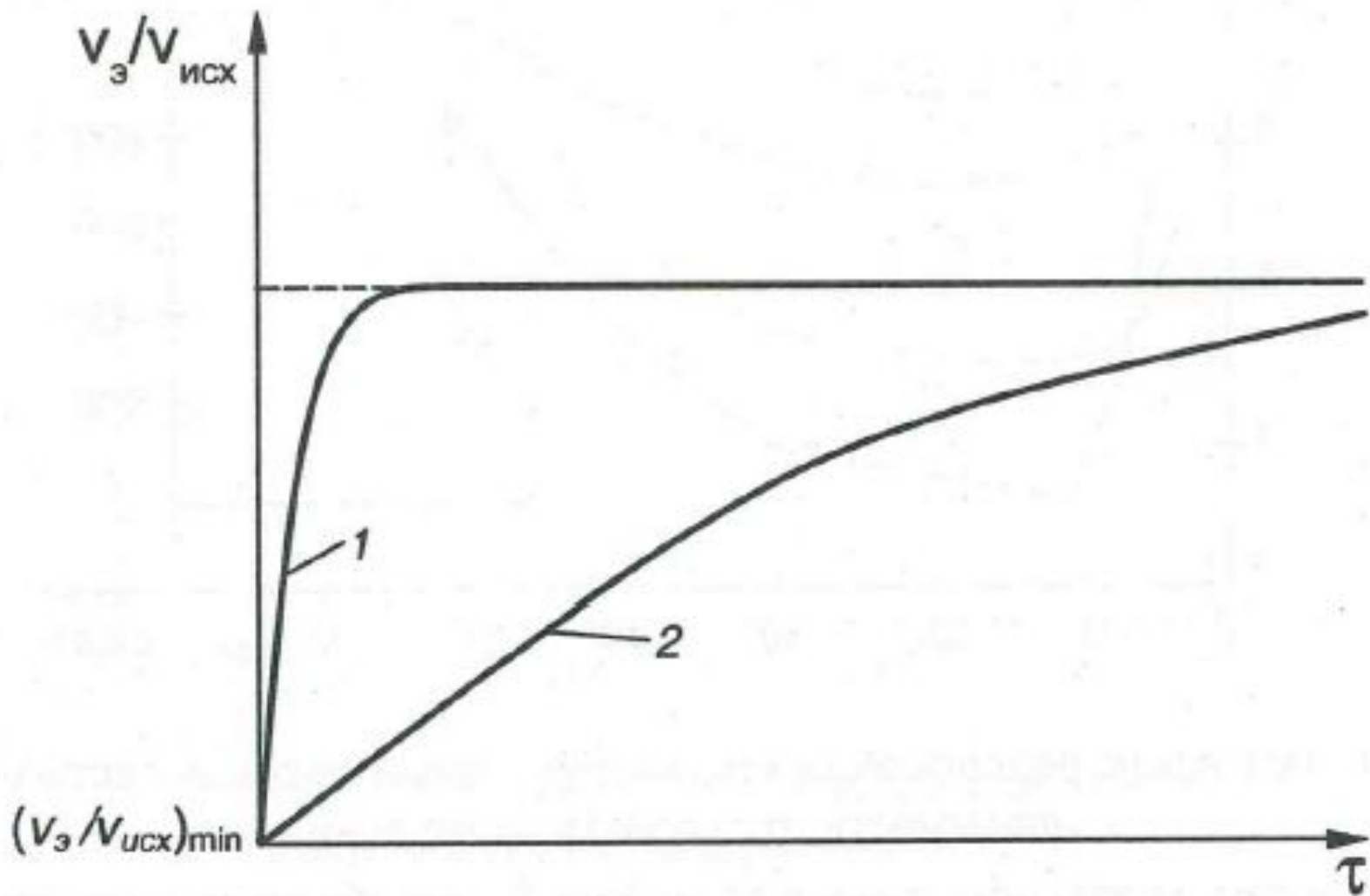
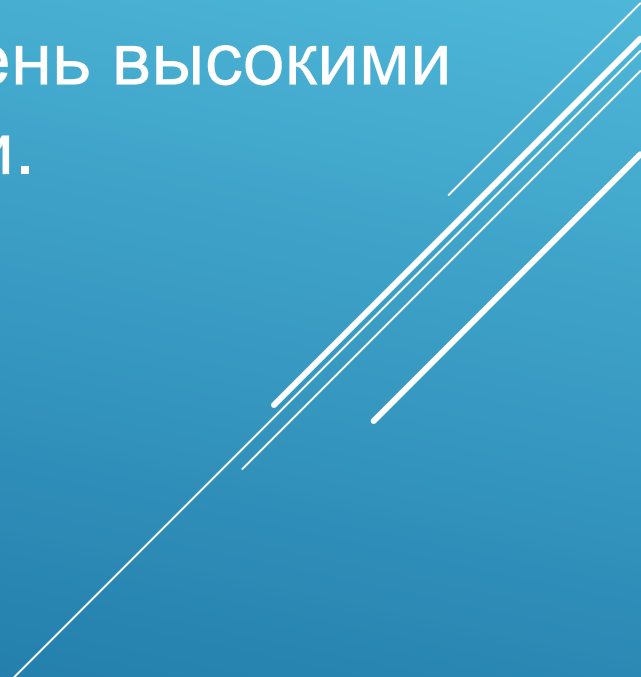


Рис. 6.11. Восстановление эффективной вязкости озексуатской (1) и мангышлакской (2) нефтей по времени после термообработки

Применение данной технологии сдерживается очень высокими капитальными вложениями в пункты термообработки.



Перекачка высокозастывающих парафинистых нефтей с депрессорными присадками

Применение депрессаторных присадок (депрессаторов) – веществ, уменьшающих температуру застывания, вязкость и предельное напряжение сдвига высокозастывающих парафинистых нефтей – один из перспективных способов их транспорта.

Типичным природным депрессатором являются асфальтосмолистые вещества (продукты, в которых содержится их обильное количество: гудрон, битум и др.)

Значительно больший эффект улучшения реологических свойств достигается при применении специально полученных присадок. Для высокопарафинистых нефтей – присадки ДН-1 и ВЭС-503, представляющие собой ПАВ. За рубежом получили распространение присадки типа «Paramins», разработанные фирмой «Эссо Кемикл». Их добавляют в количестве 0,02...0,15 мас.

Вводят их при температуре 60...70 градусов по Цельсию, когда основная масса твёрдых парафинов находится в растворённом состоянии.

Замечено, что на эффективность действия присадок значительно влияют также интенсивность перемешивания и темп охлаждения нефти. Если охлаждение обработанной депрессатором нефти происходит при турбулентном режиме течения, её реологические свойства несколько хуже, чем при охлаждении в ламинарном режиме.

Механизм действия присадок в настоящее время не совсем ясен. Предполагается, что молекулы присадок адсорбируются на поверхности выпадающих из нефти кристаллов парафина, мешая их росту. В результате образуется текучая суспензия кристаллов парафина в нефти.

Величина пластической вязкости у нефтей, обработанных присадками, уменьшалась в 2...4 раза, а динамическое напряжение сдвига снизилось в 50...70 раз (при температуре перекачки 4...15 градусов по Цельсию)

Применение депрессорных присадок имеет следующие достоинства:

- Присадка вводится в нефть один раз, и её действие сохраняется на всей протяжённости трубопроводной системы;
- Повышается надёжность работы нефтепровода за счёт снижения пусковых давлений (после остановок перекачки)
- Увеличение пропускной способности трубопровода достигается без значительных капиталовложений на его реконструкцию;
- Снижается парафинизация внутренней поверхности трубопровода;
- Присадки незаменимы в районах вечной мерзлоты, где подогрев высоковязкой нефти может привести к растеплению грунтов.

К недостаткам использования их следует отнести высокую стоимость, необходимость нагрева до температуры 60...70 градусов по Цельсию, а также дополнительные капиталовложения на содержание узла ввода присадки.

Перекачка нефти с подогревом

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

1. Путём пропуска электрического тока по телу трубы;
2. 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. Максимальная длина трубопровода, обогреваемого от одного источника питания, равна 1200 метров. Использование данного метода на магистральных трубопроводах сдерживается как по экономическим, так и по техническим причинам: нагреваемый участок должен быть электрически изолирован от грунта, чтобы предотвратить большие утечки тока.

Более распространены электронагреватели в виде кабелей и лент. Кабели высокого сопротивления имеют термостойкую электроизоляцию и защиту от механических повреждений. Недостатком греющих кабелей является неравномерность нагрева трубы по периметру, что приводит к необходимости поддерживать на кабеле высокую температуру. Мощность, потребляемая 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.



SCORPION

Для магистральных трубопроводов наибольшее распространение получил способ «горячей» перекачки, предусматривающий нагрев нефти перед её закачкой в трубопровод и периодический подогрев нефти по мере её остывания в процессе движения. Принципиальная схема приведена рис 6.13

336

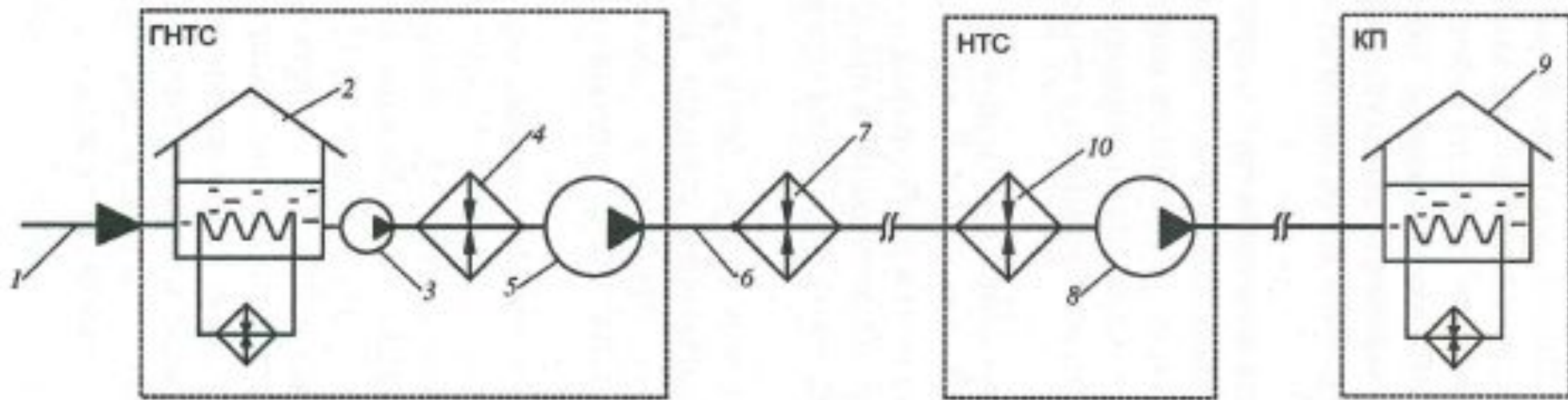


Рис. 6.13. Принципиальная технологическая схема «горячей» перекачки:

1 – подводящий трубопровод; 2, 9 – резервуары; 3 – подпорный насос; 4, 10 – дополнительные подогреватели (печи подогрева); 5, 8 – основные насосы; 6 – магистральный трубопровод; 7 – пункт подогрева; ГНТС – головная насосно-тепловая станция; НТС – насосно-тепловая станция; КП – конечный пункт

Почти всё.

