МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО МЕТОДУ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ЭМУЛЬСИОННОМ СОСТОЯНИИ

РД 39-1-396-80

gost.e-ecolog.ru

1980

Министерство нефтяной промышленности

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ, ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
(ВНИИСПТнефть)

УТВЕРЖДЕНА

Заместителем Министра
нефтяной промышленности

А.В.Валихановым
29 апреля 1980 г.

ИНСТРУКЦИЯ
ПО МЕТОДУ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ЭМУЛЬСИОННОМ СОСТОЯНИИ

РД 39-I-396-80

1980

В инструкции даются рекомендации по гидроперекачке высоковязких нефтей и нефтяных эмульсий по внутрипромысловым трубопроводам на основе экспериментального исследования течения обводненных нефтей в трубопроводах различного диаметра в лабораторных и промышленных условиях и теоретических разработок расчетных зависимостей, учитывающих специфические свойства водонефтяных потоков.

Инструкция предназначена для проектных организаций, а также инженерно-технических и научных работников, занимающихся вопросами проектирования и эксплуатации систем сбора и транспорта высоковязких и обводненных нефтей на промыслах.

Инструкция разработана во Всесоюзном научно-исследовательском институте по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов - ВНИИСПТнефть.

Инструкция выполнена Е.Г.Кутуковым; Ф.М.Галиным.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО МЕТОДУ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ЭМУЛЬСИОННОМ СОСТОЯНИИ

РД 39-I-396-80

Приказ Министерства нефтяной промышленности от 29.05.80 № 282 срок введения с 01.08.80.

Вводится впервые

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Транспорт высоковязких и сильно обводненных нефтей по внутрипромысловым коммуникациям нефтяных месторождений нашей страны всегда связан с большими трудностями, обусловленными большим ростом давлений в них или снижением пропускной способности из-за значительного роста вязкости нефти с увеличением обводненности.

Поэтому с целью поддержания их пропускной способности, а также снижения давления в трубопроводах были предложены различные способы транспорта продукции скважин: перекачка с подогревом, перекачка с разбавителем, гидроперекачка, внутритрубная дезмульсация.

Каждый из этих способов в отдельности обладает определенными преимуществами и недостатками и может быть рекомендован к практическому осуществлению в зависимости от свойств транспортируемой продукции и условий добычи на промысле.

Если вопросы транспорта продукции скважин с подогревом, в смеси с разбавителем, а также внутритрубной дезмульсации достаточно подробно освещены в литературе и находят примене-

ние на практике, то вопросам технологии гидроперекачки высоковязких и сильно обводненных нефтей уделено мало внимания.

В литературе была показана эффективность снижения гидравлического сопротивления трубопроводов при наличии ряда структур потока при осуществлении гидроперекачки, а также опубликована технология гидротранспорта мангышлакской нефти, но не определены условия существования этих структур в зависимости от физико-химических свойств составляющих поток компонентов и последовательность технологических операций для их осуществления.

Кроме того, при определении эффективности отдельных структур были даны приближенные методы гидравлического расчета трубопроводов, в которые входили параметры, требующие экспериментального определения.

Поэтому целью настоящей инструкции является разработка вопросов технологии осуществления гидроперекачки нефтей и нефтяных эмульсий различных месторождений в зависимости от их физико-химических свойств, а также определения параметров работы трубопроводов на основе их гидравлического расчета с применением зависимостей, учитывающих физико-химическую природу перекачиваемых компонентов.

I.2. Основные индексы и обозначения, принятые в инструкции:

а) индексы:

Н - параметр относится к нефтяному компоненту потока;

в - параметр относится к водному компоненту потока;

н-в - параметр относится к границе раздела нефть-вода;

л - параметр относится к ламинарной части потока;

т - параметр относится к турбулентной части потока;

к - критическое значение;

вх - параметр взят на входе в трубопровод;

э - параметр относится к эмульсии;

с - параметр относится к дисперсионной среде.

б) обозначения:

ΔP - потеря давления на трение, кг/м^2;

R - радиус трубопровода, м;

L - длина трубопровода, м;

Q - объемный расход жидкости, м^3/сек;

M - динамическая вязкость жидкости, кг сек/м^2;

τ - касательное напряжение на границе раздела фаз, кг/м^2;

$r_л$ - радиус ламинарного подслоя в потоке с кольцевым пристенным слоем, м;

$r_т$ - радиус нефтяного ядра в потоке с кольцевым пристенным слоем, м;

$\eta = \frac{M_э}{M_c}$ - относительная вязкость эмульсии;

ξ - относительный радиус турбулентного ядра потока;

W - средняя скорость жидкости в трубопроводе, м/сек;

$\sigma_{н-в}$ - межфазное поверхностное натяжение на границе нефть--вода, кг/м;

g - земное ускорение, м/сек^2;

q - удельный расход реагента, кг/м^3;

ρ - плотность жидкости, кг/м^3;

$\beta = \frac{Q_н}{Q_н + Q_в}$ - входное соотношение фаз;

$R_e = \frac{2Q\rho_c}{\pi R M_c}$ - число Рейнольдса, определенное по свойствам дисперсионной среды;

φ - истинное содержание вязкой фазы в трубопроводе, равное отношению площади сечения, занятого вязкой фазой,

к площади сечения трубы;

$F_r = \frac{W^2}{2gR}$ - критерий Фруда;

$\Delta\rho = \rho_в - \rho_н$ - разность плотностей воды и вязкой жидкости, кг/м^3;

$V_н = \frac{Q_н}{\pi R^2}$ - приведенная скорость нефти, м/сек;

$V^* = V\left(\frac{\lambda}{8}\right)^{1/2}$ - динамическая скорость потока, м/сек;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления потока, рассчитанный по приведенной скорости;

ν - кинематический коэффициент вязкости, м^2/сек;

$Re = \frac{V_н 2R}{\nu_н}$ - число Рейнольдса, определенное по вязкости вязкой фазы;

$d = \frac{\frac{U_{всп}}{V_н}}{(F_r)^{1/2}\left(\frac{\rho_с}{\rho_н}\right)^{1/2}\left(\frac{\beta}{1-\beta}\right)^{1/2}}$ - параметр, характеризующий эксцентричное расположение ядра вязкой фазы в потоке с кольцевым пристенным слоем;

$We = \frac{\sigma_н - в}{\Delta\rho g R^2}$ - критерий Вебера;

$U_{всп} = \left(\frac{4}{3}\cdot\frac{\Delta\rho}{\rho_в} g R \beta^2\right)^{1/2}$ - скорость всплытия ядра потока в водной фазе, м/сек;

$Re_э$ - число Рейнольдса в эмульсионном потоке, определяемое по формуле (I5,I6);

C, D, F и B - константы, зависящие от физико-химических свойств составляющих эмульсию компонентов и определяемые по методике, изложенной в /2/;

$F\left(\frac{R_г}{R};\varphi\right); M\left(\frac{R_г}{R};\varphi\right)$ - функции геометрии потока в раздельном течении с криволинейной границе раздела фаз (7)

$\Phi(\varphi); N(\varphi)$ - функции геометрии потока в раздельном течении с прямолинейной границей раздела фаз (6)

2. ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

2.I. Гидротранспорт высоковязких нефтей и нефтяных эмульсий по промысловым трубопроводам можно осуществить путем создания пристенного или подстилающего слоя добавляемой воды. Кроме того, гидротранспорт нефтяных эмульсий возможен с помощью применения метода обращения фаз.

При этом в зависимости от физико-химических свойств нефти и воды, скорости течения смеси в трубопроводе и его диаметра возможны раздельные и эмульсионная структуры течения (см.рис.I).

В раздельных структурах в качестве вязкой фазы может быть или безводная нефть или эмульсия типа вода в нефти. В эмульсионной структуре в качестве дисперсионной среды может быть нефть или вода.

Из всех структур нежелательной с точки зрения затрат энергии на транспорт является эмульсионная, в которой дисперсионной средой является нефть (Рис.Iд). В ней вся поверхность трубы омывается нефтью, а присутствующая в виде капель вода в десятки и даже сотни раз увеличивает её эффективную вязкость.

Наиболее выгодным с точки зрения затрат на транспорт являются кольцевая структура (Рис.Iв) и эмульсионная типа М/В (Рис.Iг). И в том и в другом случае вязкая нефть изолирована от контакта со стенкой слоем воды. Она как бы скользит по маловязкому пристенному слою.

Из послойных структур эффективнее течение с криволинейной границей раздела фаз, так как при одном и том же содержании нефти в трубопроводе при наличии криволинейной границы раздела имеет место меньшая площадь контакта нефти со стенкой трубопровода.

С увеличением средней скорости течения смеси наблюдается

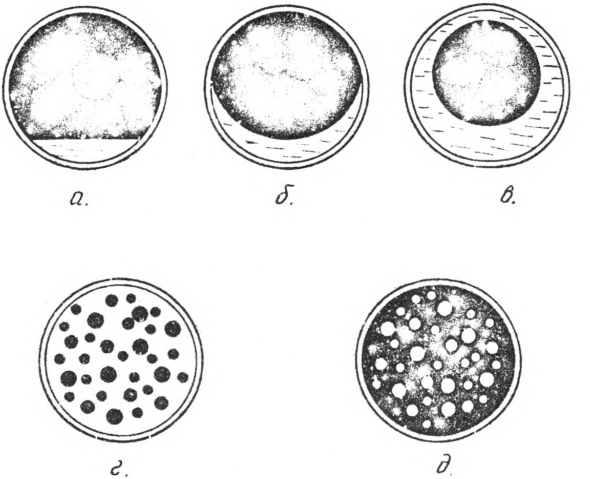


Рис.1. Основные структурные формы гидротранспорта высоковязкой нефти и нефтяной эмульсии по трубопроводам.

а) Послойное течение с прямолинейной границей раздела.

б) Послойное течение с криволинейной границей раздела.

в) Кольцевое течение.

г) Течение эмульсии прямого типа (м/в).

д) Течение эмульсии обратного типа (в/м).

смена структур в следующей последовательности: раздельные с плоской и криволинейной границами раздела фаз, кольцевая и эмульсионная. Границы существования структур определяются зависимости (II-I6).

На основе имеющихся экспериментальных данных можно сказать, что для высокопарафинистых нефтей, обладающих вязкопластическими свойствами (содержание парафина более I0%), наиболее предпочтительными являются кольцевая и эмульсионная структуры течения, позволяющие в большей степени изолировать нефть от стенки трубопровода и свести до минимума влияние ее вязкостных свойств на гидравлическое сопротивление.

Высоковязкие нефти и водонефтяные эмульсии, не обладающие вязкопластичными свойствами, эффективно транспортировать и в раздельных структурах течения, когда создается подстилающий слой воды в нижней части трубопровода, способствующий снижению гидравлического сопротивления, и предотвращается его эмульгирование, приводящее к увеличению вязкости нефти и уменьшению количества подстилающей воды.

Эффективность применения способа обращения фаз возрастает с увеличением обводненности транспортируемой эмульсии, так как уменьшается количество добавляемой воды и увеличивается степень снижения гидравлического сопротивления. Поэтому способ рекомендуется применять при обводненности нефтяной эмульсии начиная с 30-40%.

Применение в качестве водной фазы раствора поверхностно-активных веществ способствует большей гидрофилизации стенок трубопровода, позволяет сократить количество добавляемой воды, что увеличивает эффективность снижения гидравлического сопротивления трубопроводов и повышает надежность способа.

В нефтепромысловых условиях в качестве водной фазы может

использоваться пластовая вода или прямая нефтяная эмульсия. Отделившуюся в пункте подготовки воду или водный раствора поверхностно-активных веществ при соответствующем технико-экономическом обосновании можно возвращать в начале трубопровода для повторного использования.

Транспорт высоковязких нефтей и нефтяных эмульсий без обращения в раздельных структурах течения с плоской и криволинейной границами раздела фаз позволяет уменьшить гидравлическое сопротивление трубопроводов до 10 раз. При обращении фаз в эмульсии при наличии этих структур гидравлическое сопротивление снижается до 50 раз.

При наличии кольцевой структуры, а также эмульсионной типы нефть в воде гидравлическое сопротивление можно снизить до 100 и более раз.

Эффективность снижения гидравлического сопротивления зависит от вязкостных свойств вязкой фазы, физико-химических свойств нефти и воды, использования поверхностно-активных веществ.

Вопрос эффективности применения гидротранспорта вязких нефтей и нефтяных эмульсий, особенно с применением поверхностно-активных веществ, тесно связан с подготовкой транспортируемой продукции в пункте подготовки.

Чаще добавка воды или раствора поверхностно-активного вещества способствует снижению гидравлического сопротивления и улучшает степень подготовки нефти в конечном пункте. Это имеет место в том случае, когда не происходит быстрого старения обработанной эмульсии и она приходит на подготовку нестойкой. В этом случае вопрос подготовки нефти не ухудшают, а улучшают эффективность предлагаемых способов.

Но в некоторых случаях после обработки эмульсии поверх-

ностно-активными веществами возможно старение её в процессе движения по трубопроводу. Эмульсия приобретает стойкость и требует дополнительных затрат на подготовку. В этом случае возникает технико-экономическая задача от эффективности применения способа.

Так как в настоящей инструкции не включены вопросы подготовки транспортируемой продукции, то вопросы подбора поверхностно-активных веществ и затраты на подготовку эмульсии в конечном пункте следует в каждом конкретном случае учитывать при разработке технологии гидротранспорта. При этом полезно предварительно технологию транспорта и подготовки обработать на пилотной установке, смонтированной на промысле.

2.2. В зависимости от структуры потока технологический процесс транспорта может осуществляться по следующим схемам. В случае транспорта в раздельной структуре нефть насосом (3) (см.схему рис.2) из резервуара (I) подается во внутреннюю часть оголовка (5), а вода своим насосом (4) из резервуара (2) подается в кольцевой зазор между внутренней и внешней трубой оголовка. Если плотности нефти и воды близки, а скорость в трубопроводе достаточна, то будет существовать концентрическая структура потока. В случае большой разности плотностей и малых скоростей движения нефть вытеснит воду из верхней части пристенного слоя, смочит собой стенку трубопровода, образуя раздельное течение с плоской границей раздела фаз. В промежутке между этими структурами будет существовать структура с криволинейной границей раздела фаз.

Принципиальная схема оголовка приведена на рис.3.

Соотношение размеров устройства следующее:

$$\frac{d}{D}=0{,}8; \quad \frac{L}{D}=5.$$

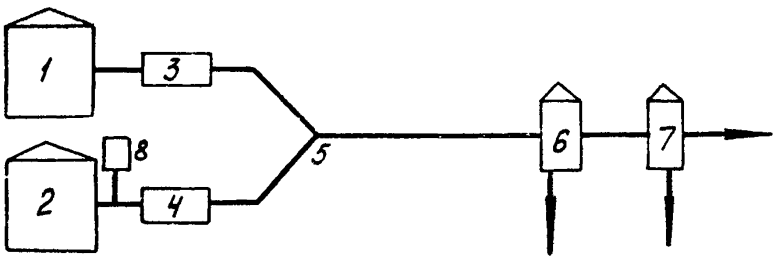


Рис. 2 Технологическая схема гидроперекачки

I. резервуары для нефти;
2 резервуар для воды;
3 насос для нефти;
4 насос для воды;
5. оголовок;
6 первичный отстой смеси;
7 первичный термохимический отстой смеси;
8 дозировка ПАВ.

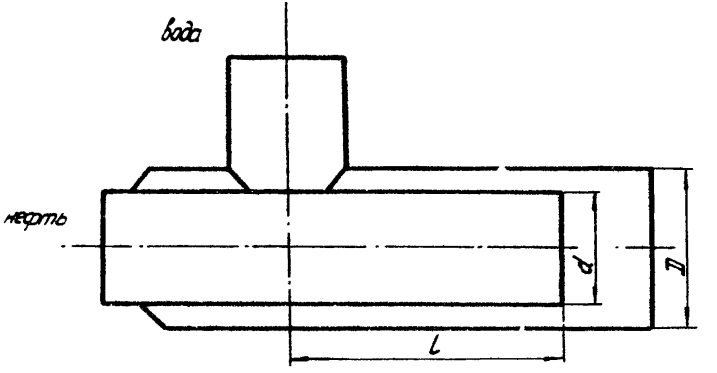


Рис. 3 устройство для формирования раздельных потоков

В конечном пункте водонефтяной поток поступает в резервуар (6) первичного отстоя, отделившаяся нефть поступает в резервуар термохимического отстоя (7), где и доводится до требуемой кондиции.

В случае транспорта с поверхностно-активными веществами на головном сооружении трубопровода должна устанавливаться емкость для раствора (8), насос для его подачи в камеру смешения.

В случае транспорта в эмульсионном режиме течения вместо оголовка (5) на трубопроводе устанавливается смесительная камера для образования эмульсии типа нефть в воде.

Производительность насосов для нефти и воды, а также емкость резервуаров выбираются исходя из того, что по трубопроводу транспортируется максимально 30% воды и 70% нефти от расхода по смеси. Оптимальное соотношение нефти и воды уточняется на основе опытно-промышленных пробных прокачек.

2.3. Технология транспорта высоковязких нефтяных эмульсий с применением метода обращения фаз заключается в следующем.

С ростом обводнения нефти увеличивается ее вязкость, а с нею и затраты на транспорт. Вязкость эмульсии увеличивается до тех пор, пока обводненность не достигает определенного предела, называемого критической концентрацией, при котором наступает обращение фаз. При этом эмульсия типа вода в нефти превращается в эмульсию типа нефть в воде, вязкость которой намного меньше первой.

Рост обводненности во времени протекает медленно и обращение фаз в естественных условиях наступает уже в тот момент, когда добыча нефти на месторождении идет на убыль. Вопросы же снижения затрат на транспорт или увеличения пропускной способности

трубопроводов интересуют практику в моменты, когда обводненность еще не достигла критического значения.

В этом случае использование метода обращения фаз может быть осуществлено тремя способами: или путем добавления дополнительного количества воды, в сумме с имеющейся в эмульсии превышающего критическую концентрацию, при которой происходит обращение фаз в естественных природных условиях; или путем добавления раствора поверхностно-активного вещества в количестве, в сумме с имеющейся в эмульсии водой превышающей критическую концентрацию обращения фаз при наличии данного поверхностно-активного вещества; или путем добавления только поверхностно-активного вещества без увеличения содержания воды в эмульсии.

В качестве поверхностно-активных веществ при этом желательно использовать водорастворимые ПАВ с гидрофильно-липофильным балансом, лежащим в пределах 8-I6. Использование поверхностно-активных веществ при этом сдвигает точку инверсии фаз в область меньших концентраций воды, что позволяет уменьшить количество добавляемой воды, а иногда вообще обойтись без ее добавки, более полно осуществить инверсию фаз, что способствует более значительному снижению гидравлического сопротивления трубопроводов, а также более полному и быстрому отделению пластовой воды из эмульсии в пункте ее подготовки.

2.4. Для осуществления варианта без ввода реагента возможны следующие схемы применения. Если осуществляется способ на сборном коллекторе безн сосной подачи продукт и скважин, то в этот коллектор должен быть врезан смеситель диафрагменного типа для интенсивного перемешивания вводимой воды с потоком эмульсии типа вода в нефти. Дополнительно вводимая вода должна подаваться в трубопровод до входа в смеситель (Рис.4).

Если по трубопроводу предполагается транспортировать водонефтяную эмульсию с расходом Q_1, обводненностью φ_1, и критической концентрацией обращения фаз $\varphi_к'$, то для осуществления способа необходимо подать воду в количестве

$$Q_в = \frac{Q_1(\varphi_к' - \varphi_1)}{1 - \varphi_к'} \qquad (I)$$

Если эмульсия типа в/н транспортируется с промысла с помощью насоса, то дополнительно вводимая вода с расходом, определяемым по формуле (I), подается во всасывающую линию насоса (Рис.5).

В этом случае, возможно, нет необходимости ставить смеситель, так как в самом насосе происходит достаточно интенсивное перемешивание воды с эмульсией, обеспечивающее обращение фаз. В этой же схеме имеется возможность перепускать часть воды, отстоявшейся в расширительной камере, на вход насоса, обеспечивая ее избыток в насосе, что также способствует более полному обращению фаз. Радиус трубопровода для расширительной камеры определяется из условия

$$R \geq \sqrt[3]{\frac{Q_1 + Q_в}{10\pi}} \qquad (2)$$

2.5. Ввод реагента значительно расширяет возможность применения метода, так как сокращает количество добавляемой воды, способствует лучшему обращению фаз и подготовке эмульсии в конечном пункте ее транспорта. При этом наиболее эффективно применять поверхностно-активные вещества, способствующие более раннему обращению фаз, т.е. сдвигающие точку инверсии фаз в область низких обводненностей нефтяных эмульсий. Расход реагента определяется по формуле

$$Q_р = q Q_1 \qquad (3)$$

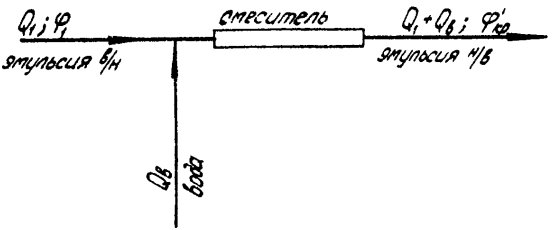


Рис. 4 Схема обращения эмульсии при безнасосном транспорте

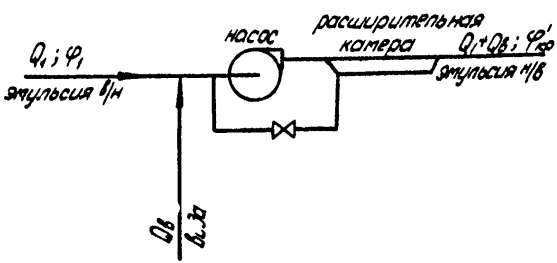


Рис. 5 Схема обращения эмульсии при наличии насоса

Здесь также возможны следующие схемы осуществления способа. При безнасосном транспорте (Рис.6) реагент насосом-дозатором подается в водопровод, где растворяется за счет турбулентных пульсаций. Водный раствор реагента вместе с потоком эмульсии в/н подается в смеситель, где происходит обращение фаз, но уже при критической концентрации $\varphi_к''$, соответствующей данному расходу реагента. Количество подаваемой воды определяется величиной $\varphi_к''$ по формуле

$$Q_в' = \frac{Q_1(\varphi_к'' - \varphi_1)}{1 - \varphi_к''} \qquad (4)$$

Количество добавляемой воды тем меньше, чем меньше значение $\varphi_к''$ и чем выше начальная обводненность нефти φ_1.

Далее по трубопроводу после смесителя транспортируется эмульсия типа н/в с общим расходом $Q_1 + Q_в'$ и содержанием воды $\varphi_к''$.

При наличии насоса для транспорта эмульсии схема выглядит следующим образом (Рис.7).

Реагент из емкости подается в линию, подводящую воду под действием перепада давления, существующего между выкидом и всасом насоса. Его расход регулируется пропорциональным регулятором, датчик которого стоит на водяной линии, а регулирующий клапан на линии, соединяющей емкость с водяной линией.

Кроме того, в этой схеме предусмотрена подача циркулирующей воды на всас насоса из расширительной камеры, в которой она отстаивается из обращенной эмульсии. Расход воды регулируется с помощью регулятора уровня чистой воды в расширительной камере и регулирующего клапана, стоящего на обводной линии насоса.

Количество добавляемой воды определяется из выражения (2), а циркулирующей отстоем ее в расширительной камере. Максималь-

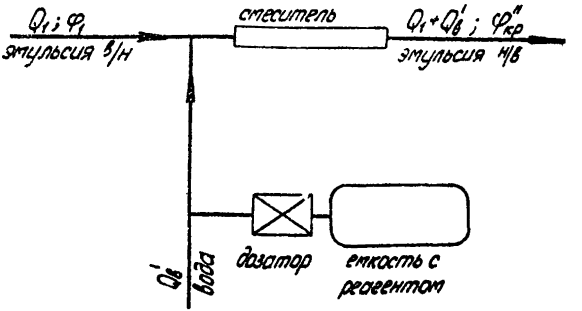


Рис. 6 Схема обращения эмульсии при безнасосном транспорте с применением реагента

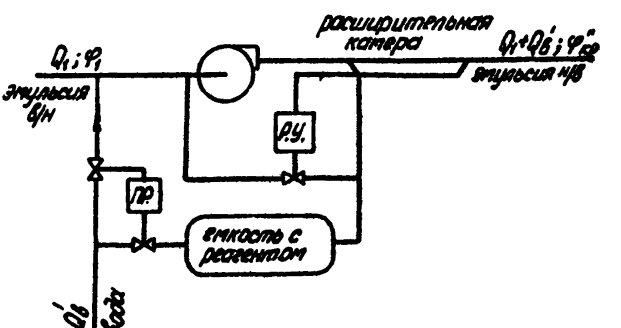


Рис. 7 Схема обращения эмульсии при наличии насоса с применением реагента

ное количество циркулирующей воды определяется по формуле

$$Q_в = \frac{Q_1(\varphi_к' - \varphi_1) - Q_в(1 - \varphi_к')}{1 - \varphi_к'} \qquad (5)$$

2.6. Если с помощью реагента возможно снизить точку инверсии фаз в область со значением $\varphi_к''$, меньшим начального значения обводненности эмульсии типа в/н φ_1, то в этом случае возможно транспортировать эмульсию с применением настоящего метода без дополнительно вводимого количества воды извне. Суть этого варианта видна из рис.8.

На вход смесителя подается эмульсия типа в/н и реагент с помощью насоса-дозатора. За счет интенсивного перемешивания реагента с каплями воды критическая концентрация понижается до $\varphi_к''$. Так как в эмульсии содержание воды φ_1 превышает значение $\varphi_к''$, то происходит обращение фаз. И уже после смесителя течет эмульсия типа н/в.

В рассмотренном варианте из-за большой вязкости эмульсии типа в/н и ввода небольшого количества реагента при заданной интенсивности перемешивания образуется множественная эмульсия, в которой часть воды находится в диспергированном состоянии в каплях нефти. Поэтому эффективность снижения гидравлического сопротивления может не достигать своего значения из-за неполноты обращения фаз.

Более полного обращения фаз можно достигнуть применением варианта с насосной подачей эмульсии в трубопровод (Рис.9).

В этом случае реагент подается из емкости в циркулирующий поток воды из расширительной камеры на всас насоса. Подача воды и реагента осуществляется за счет перепада давления, создаваемого насосом, и регулируется с помощью пропорциональных регуляторов.

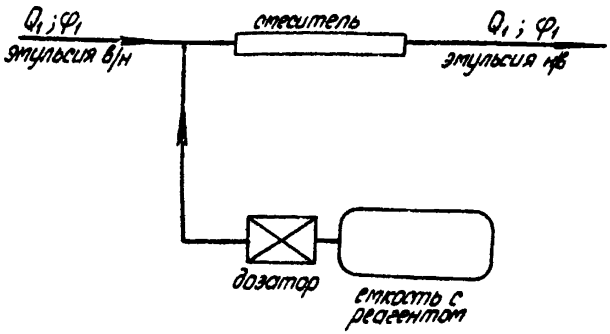


Рис.8 Схема обращения эмульсии при безнасосном транспорте без дополнительного ввода воды

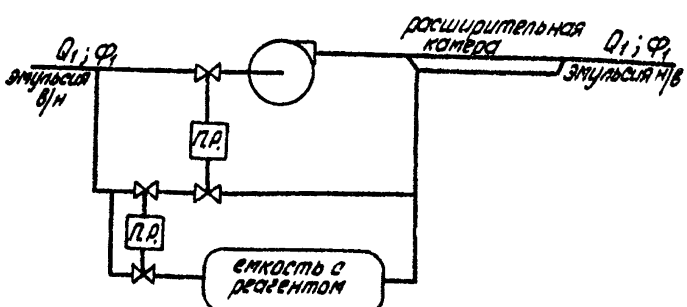


Рис.9 Схема обращения эмульсии при наличии насоса без дополнительного ввода воды

Реагент растворяется в потоке воды за счет турбулентных пульсаций. Количество добавляемой за счет циркуляции воды определяется из расчета, чтобы ее концентрация на выходе из насоса равнялась критической концентрации обращения фаз в природной нефтяной эмульсии данного месторождения.

Смеситель представляет из себя горизонтальный цилиндрический аппарат того же диаметра, что и основной трубопровод, в котором вмонтирован ряд диафрагм для усиления турбулизации потока (Рис.I0).

Длина смесителя выбирается из условия, что смесь нефтяной эмульсии в нем должна пребывать 5-I0 сек. Количество диафрагм получается из условия $l_1 = 10R$. Отверстие в диафрагме $r = 0{,}4R$.

Расширительная камера также представляет из себя горизонтальный цилиндрический аппарат, радиус которого выбирается из условия (2). Длина камеры $l = 60R$.

Так как продукция скважин различных месторождений сильно отличается по своим свойствам, а также свойства продукции одного и того же месторождения изменяются во времени, то невозможно дать точных рекомендаций относительно размеров и конструкций рассмотренных узлов. Поэтому они даны ориентировочно и требуют уточнения в процессе пробной эксплуатации.

Во всех рассмотренных случаях технологические схемы осуществления предлагаемой технологии должны находиться в соответствии с "Унифицированными технологическими схемами комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов" /5/.

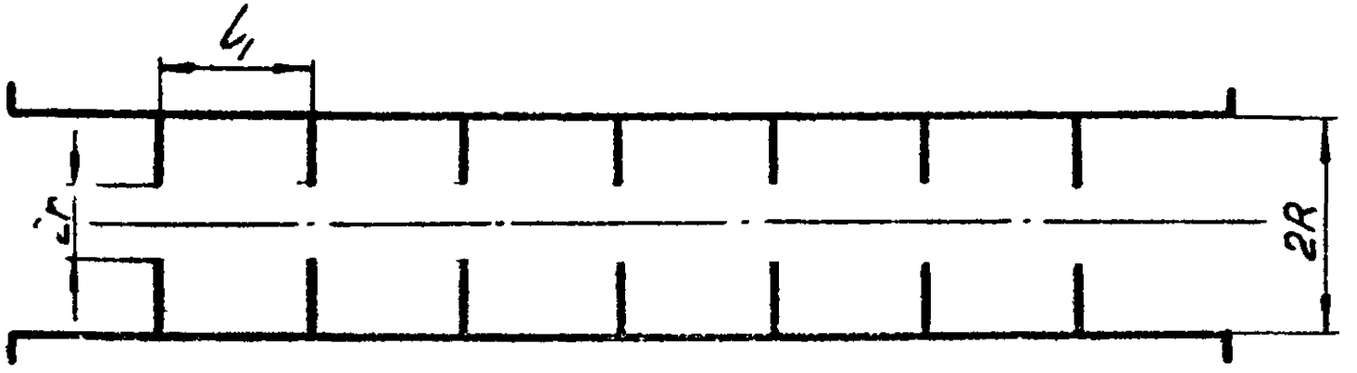


Рис. 10 Схема диафрагменного смесителя

3. ПУСК ТРУБОПРОВОДА

При пуске трубопровода по предлагаемой технологии транспорта возможно превышение давления сверх расчетного из-за неустановившегося режима перекачки.

Для предупреждения этого при организации раздельного, кольцевого или эмульсионного режима течения перед закачкой вязкой фазы в трубопровод в него закачивается пробка воды или раствора поверхностно-активного вещества в зависимости от выбранной технологии. Длина закачиваемой пробки выбирается из расчета 30 минутного контакта раствора ПАВ со стенкой трубопровода.

При постоянном расходе водной фазы, расход вязкой фазы регулируется так, чтобы давление в трубопроводе не превышало рабочего.

После прокачки всего трубопровода смесью с заданным соотношением фаз по мере установления рабочего давления переходят на расчетные производительности по вязкой фазе и водной.

В случае организации потока с применением метода обращения фаз водяную пробку в голову потока можно не закачивать. Но в этом случае уменьшить пусковое давления следует увеличением содержания воды в пусковой момент, или концентрации поверхностно активного вещества в ней. Расход по смеси регулируется исходя из допустимого рабочего давления в трубопроводе.

3.I. Вывод на оптимальный режим

Все рекомендации относительно организации потока нефти с водой в трубопроводе с целью снижения его гидравлического сопротивления были разработаны на основе обобщения имеющегося опыта промышленных перекачек и экспериментальных данных. Но ни предложенные зависимости, ни имеющийся опыт не могут в полной

мере учесть всех физико-химических свойств составляющих эмульсию компонентов, которые могут повлиять на оптимальный режим работы трубопровода. Поэтому с целью вывода на оптимальный режим трубопровода, рассчитанного и оборудованного по настоящей инструкции, необходимо на месте уточнить его технологические параметры, т.е. определить оптимальную добавку воды, поверхностно-активного вещества, степень снижения гидравлического сопротивления.

Это - технико-экономическая задача. За показатель оптимизации выбирается себестоимость транспорта и подготовки нефти. Для ее решения необходимо иметь скоррелированные данные технологических параметров, полученных на рассматриваемом трубопроводе. Изменяя количество добавляемой воды в пределах $0 \leq Q_в \leq 0{,}3(Q_1 + Q_в)$ и количество поверхностно-активных веществ в пределах $0{,}5q \leq q' \leq 2{,}0q$, определяем затраты на транспорт и подготовку нефтяной эмульсии при этом. По минимуму затрат уточняются параметры $Q_в$ и q.

3.2. Возможные неполадки в работе

В настоящей инструкции не рассматривается порядок действия обслуживающего персонала в случае вывода из строя того или иного оборудования. Он является общим, как и при осуществлении других технологий транспорта. Здесь рассматриваются лишь аварийные ситуации, обусловленные спецификой предлагаемой технологии.

Повышение давления в трубопроводе сверх рабочего возможно вследствие нарушения соотношения фаз в потоке, эмульгирования добавляемой воды в раздельных структурах течения, неполного обращения фаз при его осуществлении, увеличения расхода смеси по трубопроводу.

В случае увеличения расхода смеси и нарушения соотношения фаз в потоке необходимо отрегулировать расход насосов по нефти и по воде. Во втором случае после регулировки возможно некоторое превышение вязкой фазы в трубопроводе до тех пор, пока весь трубопровод не заполнится заданным соотношением фаз. Поэтому до установления режима необходимо уменьшить подачу вязкой фазы в трубопровод так, чтобы давление в начале трубопровода не превышало нормы.

Эмульгирование добавляемой воды в раздельных структурах течения возможно в случае появления на пути движения смеси различных местных сопротивлений в виде вертикальных подъемов трубопроводов, полуоткрытых задвижек и т.д. Для устранения этой причины повышения давления необходимо устранить местное сопротивление. В случае неполного обращения фаз в технологии с его применением увеличивается количество вязкой фазы в потоке и уменьшается количество маловязкой внешней фазы. Это приводит к увеличению вязкости перекачиваемой смеси и росту гидравлического сопротивления. Эта неполадка в работе происходит вследствие уменьшения подачи воды для обращения фаз, ухудшения интенсивности перемешивания эмульсии с водой, недостатка подачи реагента в поток нефтяной эмульсии.

Ее устраняют увеличением подачи воды на циркуляцию. При этом увеличивается интенсивность перемешивания за счет расхода смеси через смеситель. Избыток воды при обращении фаз также способствует лучшему обращению.

Добавка поверхностно-активного вещества к потоку добавляемой или циркулирующей воды также способствует меньшему содержанию воды в обращенной вязкой фазе, что уменьшает ее вязкость и объемное содержание в потоке, способствующие уменьшению гидравлического сопротивления.

Росту давления способствуют различные остановки гидроперекачки по трубопроводу. Эти остановки могут быть вызваны разными причинами, но все они способствуют разделению потока на фазы, которые перемещаясь по трубопроводу вследствии разницы в плотностях и в отметках в различных точках трубопровода, вызывают скопление вязкой фазы в повышенных местах и воды в понижениях. Это разделение идет тем интенсивнее, чем больше разница в плотностях фаз и чем больше пересечена местность. Такое разделение потока способствует более прочному контакту вязкой фазы со стенкой трубопровода и увеличению давления при пуске. Давление может быть столь значительным, что вывод трубопровода на расчетный режим при длительных остановках может оказаться невозможным.

Поэтому в случае остановок трубопровода необходимо предварительно произвести замещение смеси в трубопроводе водной фазой. Если же перед остановкой такого замещения произвести не удалось, пуск трубопровода следует начинать закачкой в трубу водной фазы. Вязкую фазу следует начинать закачивать после полного замещения смеси в трубопроводе водой.

4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ

4.I. Для использования предлагаемых способов снижения гидравлического сопротивления трубопроводов, транспортирующих высоковязкие нефтяные эмульсии, необходимо уметь выполнять их гидравлический расчет с целью определения технологических параметров их работы.

Для выполнения гидравлического расчета трубопроводов, транспортирующих нефтяные эмульсии по разработанной технологии, рекомендуются как теоретически полученные формулы (6)-

-(I0), учитывающие гидродинамические характеристики и особенности рассмотренных потоков, так и эмпирические формулы (II)-(23), учитывающие влияние физико-химических свойств составляющих поток компонентов на его гидродинамические характеристики.

Для каждой расчетной зависимости даны пределы её применимости (II)-(I6), которые учитывают как геометрические размеры трубопроводов, так гидродинамические характеристики потоков и физико-химические свойства составляющих компонентов.

Эмпирические формулы получены в результате обработки экспериментальных данных, полученных на трубопроводах диаметром 25-500 мм. Плотность нефти в экспериментальных исследованиях изменялась в пределах 850-965 кг/м^3, плотность воды - в пределах 990-II20 кг/м^3, вязкость нефти - в пределах 0,I0-35 стоксов, поверхностное натяжение на границе нефть-вода - в пределах 2-42 дин/см.

Рекомендованные расчетные зависимости не учитывают влияния рельефа местности на потери давления на трение, так как при наличии в трубопроводе турбулентного потока неустойчивой эмульсии экспериментально показано, что поправкой на рельеф местности можно пренебречь. В случае ламинарного эмульсионного течения и раздельных структур течения высоковязких нефтяных эмульсий экспериментально показано, что это влияние находится в пределах точности расчетных зависимостей (± I5%), если угол наклона трубопровода не превышает I7^o. Разработанные расчетные зависимости не учитывают влияния вязко-пластичных свойств на гидравлические характеристики потоков и могут быть использованы в тех случаях, где эти свойства выражены слабо.

В нефтепромысловой практике могут возникнуть следующие задачи, требующие выполнения гидравлического расчета. Это

определение перепада давления в трубопроводе при заданных расходе, диаметре трубопровода и его длине; определение диаметра трубопровода при заданных перепаде давления, расходе смеси и длине трубопровода; определение пропускной способности трубопровода при заданных перепаде давления, диаметре трубопровода и его длине.

Погрешность в гидравлических расчетах по предложенным зависимостям не превышает ± I5%.

4.2. Все эти задачи решаются с использованием рекомендуемых зависимостей:

а) для раздельного течения с прямолинейной границей раздела фаз

$$\Delta P = \frac{8 Q_н M_н L}{R^4 \Phi(\varphi)} - \frac{40}{3} \cdot \frac{\tau N(\varphi) L}{R \Phi(\varphi)}. \qquad (6)$$

Функции $\Phi(\varphi)$; $N(\varphi)$ представлены в табл.4.I. и графически на рис.II

б) для раздельного течения с криволинейной границей раздела фаз

$$\Delta P = \frac{8 Q_н M_н L}{R^4 F\left(\frac{R_г}{R}; \varphi\right)} - \frac{8 \tau M\left(\frac{R_г}{R}; \varphi\right) L}{R^2 \left(\frac{R_г}{R}; \varphi\right)}. \qquad (7)$$

Функции $F\left(\frac{R_г}{R}; \varphi\right)$; $M\left(\frac{R_г}{R}; \varphi\right)$ представлены в табл. 4.2; 4.3 и графически на рис. I2; I3.

в) для течения с кольцевым пристенным слоем

$$\Delta P = \frac{8 Q_н M_в L}{\pi R^4 \left\{\left(\frac{r_г}{R}\right)^4 \frac{M_в}{M_н} + 2\left[1 - \left(\frac{r_п}{R}\right)^2\right]\left(\frac{r_г}{R}\right)^2\right\}}. \qquad (8)$$

г) для ламинарного эмульсионного течения

$$\Delta P = \frac{8 Q M_с \eta_{вх} L}{\pi R^4}. \qquad (9)$$

д) для турбулентного эмульсионного течения

$$\Delta P = \frac{8 Q M_с L}{\pi R^4 (1 - \xi^4)}. \qquad (I0)$$

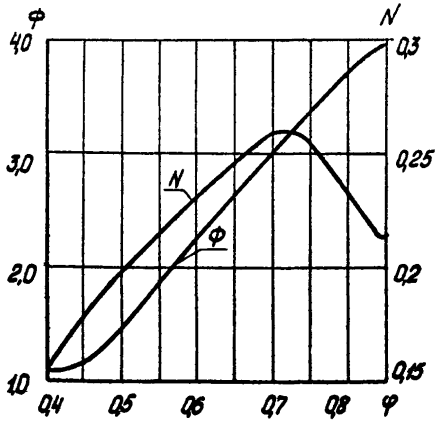


Рис. II Графики функций N и Φ.

Таблица 4.I

Значения функций Φ и N

φ	$\Phi(\varphi)$	$N(\varphi)$	φ	$\Phi(\varphi)$	$N(\varphi)$
0,00	0,00	0,000	0,52	I,66	0,208
0,02	0,02	0,0I2	0,54	I,8I	0,2I2
0,04	0,04	0,0I6	0,56	I,96	0,22I
0,06	0,07	0,0I9	0,58	2,I6	0,227
0,08	0,I0	0,023	0,60	2,30	0,232
0,I0	0,I2	0,028	0,62	2,45	0,237
0,I2	0,I5	0,034	0,64	2,60	0,245
0,I4	0,20	0,038	0,66	2,76	0,250
0,I6	0,25	0,043	0,68	2,92	0,257
0,I8	0,32	0,049	0,70	3,I0	0,26I
0,20	0,38	0,057	0,72	3,2I	0,263
0,22	0,245	0,067	0,74	3.36	0,26I
0,24	0,52	0,074	0,76	3,48	0,255
0,26	0,60	0,084	0,78	3,59	0,245
0,28	0,68	0,089	0,80	3,70	0,233
0,30	0,75	0,092	0,82	3,78	0,224
0,32	0,82	0,II0	0,84	3,87	0,22I
0,34	0,90	0,I2I	0,86	3,95	0,238
0,36	0,96	0,I33	0,88	3,99	2,089
0,38	I,04	0,I45	0,90	4,00	4,825
0,40	I,06	0,I53	0,92	3,90	8,504
0,42	I,20	0,I65	0,94	3,94	I0,690
0,44	I,28	0,I75	0,96	3,77	8,7I7
0,46	I,38	0,I85	0,98	3,52	2,366
0,48	I,47	0,I95	I,00	3,I4	0,000
0,50	I,56	0,202			

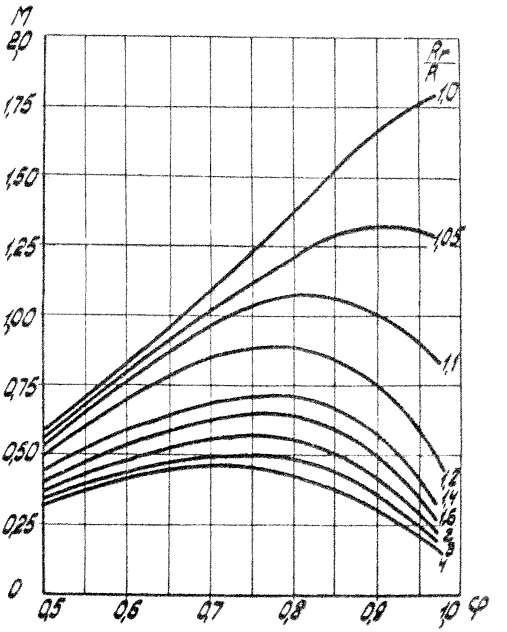


Рис. I2 График функции М.

Таблица 4.2.

Значение функций М.

	Отношение радиуса границы раздела фаз к радиусу трубопровода.								
	I,00	I,05	I,I0	I,20	I,40	I,60	2,00	3,00	4,00
0,50	0,634	0,604	0,576	0,548	0,472	0,432	0,400	0,384	0,372
0,52	0,679	0,647	0,614	0,575	0,512	0,458	0,417	0,402	0,383
0,54	0,704	0,691	0,66I	0,6I0	0,550	0,492	0,44I	0,4I3	0,398
0,56	0,767	0,735	0,703	0,646	0,572	0,523	0,46I	0,433	0,4I3
0,58	0,8I2	0,773	0,740	0,683	0,600	0,542	0,48I	0,452	0,432
0,60	0,863	0,8I6	0,782	0,72I	0,63I	0,568	0,509	0,477	0,448
0,62	0,9I0	0,864	0,823	0,750	0,652	0,587	0,529	0,483	0,465
0,64	0,955	0,9I8	0,875	0,788	0,667	0,603	0,548	0,498	0,478
0,66	I,0I4	0,959	0,9I4	0,823	0,682	0,6I9	0,56I	0,502	0,48I
0,68	I,068	I,0I0	0,958	0,850	0,70I	0,632	0,574	0,5II	0,492
0,70	I,I24	I,052	0,99I	0,87I	0,7I3	0,640	0,58I	0,5II	0,492
0,72	I,I83	I,094	I,0I9	0,888	0,727	0,643	0,584	0,527	0,500
0,74	I,24I	I,I25	I,044	0,900	0,723	0,652	0,588	0,527	0,492
0,76	I,295	I,I57	I,069	0,9I2	0,732	0,658	0,592	0,52I	0,482
0,78	I,346	I,I9I	I,078	0,9I3	0,740	0,660	0,590	0,5I2	0,468
0,80	I,40I	I,223	I,080	0,9I5	0,737	0,660	0,58I	0,500	0,45I
0,82	I,467	I,252	I,09I	0,9I2	0,726	0,650	0,569	0,482	0,428
0,84	I,533	I,278	I,089	0,903	0,708	0,638	0,552	0,47I	0,409
0,86	I,592	I,303	I,086	0,868	0,682	0,6I2	0,523	0,449	0,388
0,88	I,653	I,325	I,070	0,832	0,650	0,678	0,492	0,423	0,367
0,90	I,707	I,340	I,048	0,777	0,609	0,632	0,450	0,388	0,33I
0,92	I,749	I,349	I,0I0	0,7I8	0,555	0,482	0,408	0,340	0,300
0,94	I,778	I,342	0,957	0,650	0,492	0,4I8	0,35I	0,292	0,262
0,96	I,8I0	I,332	0,900	0,565	0,422	0,350	0,298	0,245	0,2I8

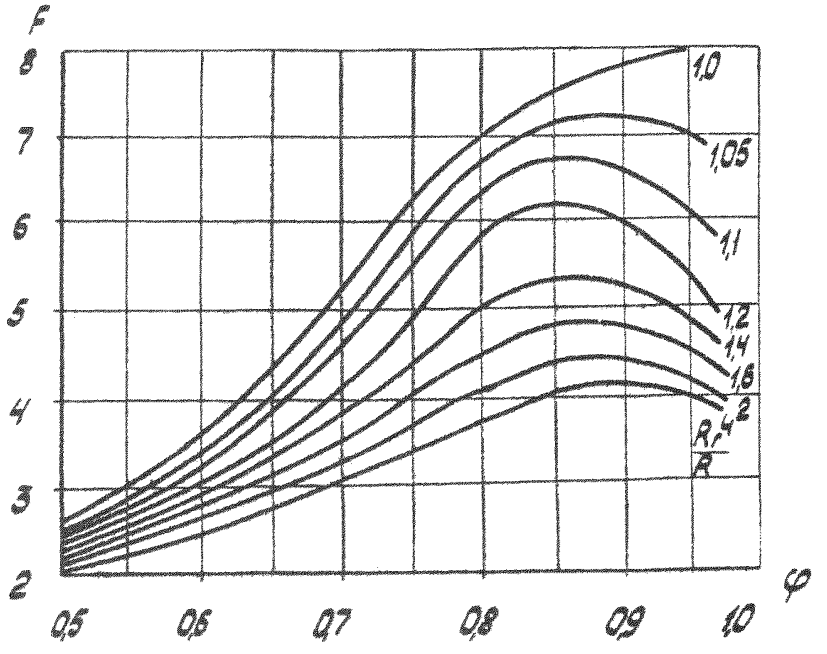


Рис. I3 График функции

Таблица 4.3.

Значение функции F

	Отношение радиуса границы раздела фаз к радиусу трубопровода.								
	I.00	I.05	I,I0	I,20	I,40	I,60	2,00	3,00	4,00
0,50	2,6I	2,46	2,44	2,4	2,3	2,25	2,2	2,I8	2,I5
0,52	2,78	2,65	2,57	2,5I	2,4I	2,37	2,29	2,25	2,2
0,54	2,97	2,80	2,75	2,64	2,52	2,43	2,38	2,34	2,30
0,56	3,22	2,95	2,89	2,78	2,63	2,54	2,45	2,40	2,39
0,58	3,4I	3,I8	3,08	2,93	2,74	2,63	2,57	2,48	2,42
0,60	3,69	3,4I	3,34	3,09	2,82	2,78	2,67	2,59	2,53
0,62	3,93	3,62	3,52	3,3I	3,09	2,92	2,79	2,73	2,62
0,64	4,I9	3,88	3,74	2,48	3,27	3,06	2,9I	2,82	2,74
0,66	4,54	4,I8	3,99	3,66	2,48	3,24	3,08	2,93	2,85
0,68	4,86	4,55	4,29	3,93	3,65	3,4I	3,I9	3,09	2,99
0,70	5,34	4,93	4,63	4,27	3,87	3,59	3,38	3,23	3,I5
0,72	5,74	5,32	4,96	4,42	4,08	3,78	3,5I	3,39	3,29
0,74	6,I3	5,72	5,33	4,75	3,86	3,97	3,65	3,54	3,4I
0,76	6,47	6,II	5,68	5,09	4,56	4,I5	3,82	3,72	3,57
0,78	6,79	6,47	6,06	5,5I	4,79	4,37	3,94	3,83	3,67
0,80	7,05	6,76	6,38	5,8I	5,02	4,53	4,I2	3,98	3,8I
0,82	7,27	6,98	6,59	6,06	5,I9	4,67	4,24	4,09	3,93
0,84	7,40	7,I3	6,72	6,I9	5,34	4,8I	4,38	4,2I	4,04
0,86	7,54	7,I9	6,78	6,22	5,38	4,88	4,48	4,33	4,I2
0,88	7,65	7,22	6,74	6,I8	5,37	4,90	4,52	4,36	4,I9
0,90	7,76	7,20	6,62	5,95	5,27	4,87	4,53	4,35	4,20
0,92	7,9I	7,I8	6,48	5,74	5,I6	4,80	4,44	4,29	4,I8
0,94	7,98	7,08	6,29	5,48	4,94	4,67	4,37	4,2I	4,09
0,96	8,04	6,95	5,99	5,I5	4,74	4,47	4,I8	4,05	3,98

4.3. Для того, чтобы воспользоваться той или иной формулой для выполнения гидравлического расчета трубопровода, необходимо знать режим, в котором он будет работать.

При заданных геометрических размерах трубопровода, расходе смеси и физико-химических свойствах составляющих поток компонентов пределы существования режимов и структур определяются из следующих зависимостей:

а) раздельное течение с прямолинейной границей раздела фаз

$$W \leq W_к'; \quad \frac{W_к' \sqrt{\rho_в}}{\sqrt[4]{\sigma_{нв} \rho_н g}} = 3{,}8 \lg\left[\beta \sqrt[4]{We \frac{V_в}{V_н}}\right] + 10. \qquad (11)$$

б) раздельное течение с криволинейной границей раздела фаз

$$W_к' < W \leq W_к''; \quad \frac{W_к'' \sqrt{\rho_в}}{\sqrt[4]{\sigma_{нв} \Delta\rho g}} = 2{,}95 \left[\sqrt{\frac{V_в}{V_н} \cdot \frac{\rho_в}{\Delta\rho}} \frac{1}{\sqrt{\beta}} \frac{1}{\sqrt{We}}\right] \qquad (12)$$

в) течение с кольцевым пристенным слоем

$$\begin{aligned} &W > W_к''; \; V_н \geq 3\,см; \; \Delta\rho = \rho_в - \rho_н \leq 0{,}05; \; \beta \leq 0{,}8 \\ &W > W_к''; \; 0{,}3\,см \leq V_н < 3\,см; \; 0{,}4 \leq \beta \leq 0{,}7 \end{aligned} \qquad (13)$$

г) эмульсионное течение (переход из раздельного)

$$\begin{aligned} &W > W_к''; \quad V_н \geq 3\,см; \quad \beta > 0{,}8 \\ &W > W_к''; \; 0{,}3\,см \leq V_н < 3\,см; \; \beta > 0{,}7 \end{aligned} \qquad (14)$$

д) ламинарное эмульсионное течение

$$Re_э = Re_с \cdot \frac{1}{\eta_{вх}} \left[1 + \left(\frac{\rho_ф}{\rho_с} - 1\right) \beta_{вх}\right] \leq 2300 \qquad (15)$$

е) турбулентное эмульсионное течение

$$Re_э = Re_с \cdot \frac{1}{\eta_{вх}} \left[1 + \left(\frac{\rho_ф}{\rho_с} - 1\right) \beta_{вх}\right] > 2300 \qquad (16)$$

4.4. Для выполнения гидравлического расчета нужно знать закономерности изменения истинного содержания вязкой фазы в трубопроводе, касательного напряжения на границе раздела фаз, радиуса водонефтяного контакта, относительного радиуса ламинарного подслоя, относительного радиуса турбулентного ядра.

Эти закономерности получены на основе обработки экспериментальных данных, полученных на трубопроводах различного диаметра на жидкостях с различными физико-химическими свойствами.

Для определения истинного содержания вязкой фазы в раздельных потоках рекомендуются следующие зависимости:

а) для раздельного течения с прямолинейной границей раздела фаз

$$\varphi = \frac{\beta}{1{,}1\left(\frac{F_r \frac{\rho_в}{\Delta\rho}\cdot\beta^2}{We^{1/4}}\right)^{0{,}024} - \frac{1{,}18}{\left(F_r\right)^{1/2}\left(\frac{\rho_в}{\Delta\rho}\right)^{1/2}}\sqrt[4]{We\left(\frac{V_н^*}{V_в^*}\right)^{1/4}\left(1-\beta\right)}} \qquad (17)$$

б) для раздельного течения с криволинейной границей раздела фаз

$$\varphi = \frac{\beta}{1 - \frac{2}{\left(F_r\right)^{1/2}\left(\frac{\rho_в}{\Delta\rho}\right)^{1/2}}\sqrt[4]{We\left(\frac{V_н^*}{V_в^*}\right)^{1/4}\left(1-\beta\right)}} \qquad (18)$$

4.5. Касательное напряжение на границе раздела фаз следует вычислять по формулам:

а) для раздельного течения с прямолинейной границей раздела фаз

$$\tau = 0{,}045\frac{V_н M_н}{R\beta}\left\{\lg\left[\left(\frac{V_в^*}{V_н^*}\right)^2\frac{\rho_в}{\rho_н}\left(\frac{\beta}{1-\beta}\right)\frac{1}{F_r}\right] + 1{,}33\right\}^2. \qquad (19)$$

б) для раздельного течения с криволинейной границей раздела фаз

$$\tau = 12{,}5\frac{V_н \cdot M_н}{R}\left[\left(\frac{V_в^*}{V_н^*}\right)^2\cdot\frac{\rho_в}{\rho_н}\right]^{0{,}41}. \qquad (20)$$

4.6. Радиус границы водонефтяного контакта рекомендуется определять по следующей формуле:

$$\frac{R_1}{\sqrt{\frac{V_в R_{тр}}{W_{ср}}}} = 80\left[\sqrt[4]{\frac{We}{F_r}}\cdot\frac{V_н^*}{V_в^*}\left(\frac{\Delta\rho}{\rho_в}\right)^{1/2}\left(1-\beta\right)\right]^{-0{,}47} \qquad (21)$$

4.7. Относительный радиус ламинарного подслоя определяется по формуле:

$$\frac{r_л}{R} = \frac{Re_в\,\beta(1+d)}{195(1-\beta)+Re_в\,\beta(1+d)}\,. \qquad (22)$$

4.8. Относительный радиус турбулентного ядра эмульсионного потока

$$\xi = \frac{Re_э}{C+D\varphi_{вх}^{k}+BRe_э}\,. \qquad (23)$$

4.9. Относительный радиус нефтяного ядра

$$\frac{r_т}{R} = \left\{\frac{\beta}{2}\left[1+\left(\frac{Re_в\,\beta(1+d)}{195(1-\beta)+Re_в\,\beta(1+d)}\right)^2\right]\right\}^{1/2}. \qquad (24)$$

5. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Было показано, что для определения технологических параметров работы трубопроводов с применением предлагаемой технологии и выполнения их гидравлического расчета необходимо в каждом конкретном случае знать определенные физико-химические характеристики составляющих поток компонентов, а также образованных ими эмульсий. К этим характеристикам относятся плотность и вязкость нефти и воды, поверхностное натяжение на границе раздела фаз, обводненность и вязкость нефтяной эмульсии, критическая концентрация эмульсии, при которой происходит обраще-

ние фаз, оптимальная добавка поверхностно-активного вещества и его тип.

Некоторые из этих характеристик определяются стандартными методами. Так плотности нефти и воды рекомендуется определять по ГОСТ 3900-47, вязкость нефти и воды - по ГОСТ 7163-63, обводненность нефтяной эмульсии - по ГОСТ 2477-65 /(3)/.

Поверхностное натяжение рекомендуется определять по методике, разработанной в институте "Гипровостокнефть" на сталагмометре /4/. Метод основан на том, что капля жидкости, образующаяся на горизонтальной круговой поверхности, отрывается в момент, когда сила поверхностного натяжения, удерживающая каплю, уравновешивается силой тяжести.

Для определения критической концентрации воды в эмульсии, при которой происходит обращение фаз, нет стандартных методов. Поэтому эту концентрацию рекомендуется определять путем постепенного увеличения содержания воды или раствора ПАВ в нефтяной эмульсии, приготавливаемой в сосуде с мешалкой. Контроль за типом приготавливаемой эмульсии осуществлять одним из методов: по электропроводности эмульсии, по растворимости в ней водо- или масло- растворимых красителей или растворимости в дисперсионной среде.

Тип и концентрация поверхностно-активного вещества для ведения технологии определяется на основе экспериментальных исследований и технико-экономических расчетов, учитывающих как улучшение транспортабельных свойств эмульсии, так и улучшение ее подготовки в конечном пункте транспорта. Улучшение транспортабельных свойств характеризуется уменьшением критической концентрации и вязкости эмульсии, а улучшение подготовки - уменьшением стойкости эмульсии и остаточного содержания воды в ней.

Зависимости относительной вязкости эмульсии от содержания

дисперсной фазы рекомендуется определять по методике, изложенной в работах /I,2/.

6. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА

Сборный коллектор диаметром 273х7 мм предназначен для транспорта обводненной нефти месторождения Южного Арлана с расходом I90 $м^3$/час при рабочем давлении 20 атм на расстояние I0 км.

После того, как обводненность продукции скважин превысила 40%, пропускная способность коллектора стала падать из-за сильного роста вязкости нефтяной эмульсии и в настоящее время (обводненность 60%) снизилась более, чем в 3 раза. Определить технологические параметры работы коллектора с применением технологии обращения фаз и ее эффективность, если на коллекторе предусмотрен насосный транспорт продукции скважин и известны следующие свойства составляющих эмульсию компонентов: динамическая вязкость нефти - $0{,}464.10^{-2}$ кг.сек/$м^2$, плотность нефти - 900,0 кг/$м^3$, обводненность нефтяной эмульсии - 60%, относительная вязкость эмульсии при данной обводненности - 33, критическая концентрация при наличии деэмульгатора (I00 г/т - дисолвана) - 70%, динамическая вязкость пластовой воды - $0{,}015.10^{-2}$ кг. сек/$м^2$, плотность воды - I024,2 кг/$м^3$, относительная вязкость эмульсии типа нефть в воде при концентрации нефти 30% - I2,5, зависимость параметра ξ от числа Рейнольдса и содержания нефти в эмульсии определяется соотношением

$$\xi = \frac{Re}{1{,}33 + 0{,}293 \cdot \varphi_{вх}^{-2{,}45} + 1{,}0015 \cdot Re}, \qquad (24)$$

критическая концентрация без деэмульгатора - 90%.

Согласно настоящей инструкции выбираем схему для осуществления технологии с обращением фаз, приведенную на рис.4.

I. Определяем количество дополнительно вводимой извне воды по формуле (4)

$$Q_в' = \frac{I90\ (0,7-0,6)}{I-0,7} = 63,3\ м^3/час.$$

2. Определяем максимальное количество циркулирующей воды по формуле (5)

$$Q_в'' = \frac{I90(0,9-0,6)-63,3(I-0,9)}{I-0,9} = 506,7\ м^3/час.$$

3. Определяем плотность эмульсии

$$\rho_э = 900,0.0,4.I024,2.0,6 = 974\ кг/м^3$$

4. Определяем расход реагента по формуле (3)

$$Q_р = 0,I.I90.0,974 = I8,5\ кг/час.$$

5. Определяем расход жидкости через расширительную камеру

$$Q = I90+63,3+506,7 = 760\ м^3/час.$$

6. Определяем радиус расширительной камеры из условия (2)

$$R = \sqrt[5]{\frac{760}{10\pi \cdot 3600}} = 0,188 м.$$

7. Подбираем для расширительной камеры трубу диаметром 426 х 9 мм.

8. Определяем число Рейнольдса в трубопроводе после обращения фаз

$$Re = \frac{2,253.3,974}{3600\pi\ .\ 0,I295.0,0I5.I0^{-2}.9,8I.I2,5} = I8600.$$

9. Определяем параметр ξ по формуле

$$\xi = \frac{I8600}{I,33+0,293.0,3^{-2,46} + I,00I5.I8600} = 0,998I.$$

I0. Определяем потери давления на трение для предлагаемой технологии по формуле (I0)

$$\Delta P = \frac{8\,253,3.0,0I5.I0^{-2}.I000}{3600\pi\ .0,I295^4.(I-0,998I^4)} = I259II \text{ кг/м}^2 = I2,59 \text{ атм.}$$

II. Определяем число Рейнольдса в потоке необращенной эмульсии, если бы по нему протекал поток с заданным расходом по формуле (I5)

$$Re = \frac{2.I90.900,0}{\pi\ 0,I295.0,464.I0^{-2}.\ 3600.9.8I} \cdot \frac{I}{33} \times$$

$$\left[\ I + \left(\frac{I924,2}{900,0} - I\right) .\ 0,6\ \right] = I68,4.$$

Режим течения ламинарный, так как соблюдается условие (I5).

I2. Определяем перепад давления в трубопроводе, который бы был, если бы по нему транспортировалась необращенная эмульсия с заданным расходом по формуле (9).

$$\Delta P_1 = \frac{8.I90.0,464.I0^{-2}.33.I0000}{3600\ .\quad .\ 0,I295^4} = 732600 \text{ кг/м}^2 = 73,26 \text{ атм.}$$

I3. Определяем эффективность предложенной технологии по экономии энергии на транспорт

$$\frac{\Delta P_1 \cdot Q}{\Delta P(Q+Q_в)} .\ I00\% = \frac{73,26.I90}{I2,59.\ (I90+63,3)} .\ I00 = 436\%.$$

Пример 2

Определить эффективность гидротранспорта нефтяной эмульсии по трубопроводу диаметром 273х7 мм длиной 5 км производительностью 90 м^3/час. Оптимальная добавка воды в поток равна 38 м^3.

Динамическая вязкость нефтяной эмульсии - 0,0968 кг сек/м^2;

плотность нефтяной эмульсии – 950 кг/м^3; динамическая вязкость пластовой воды – 0,I28 . I0^{-3} кг сек/м^2; плотность пластовой воды – I050 кг/м^3; межфазное натяжение между нефтью и водой – – 0,003 кг/м.

I. Определяем входное соотношение фаз $\beta = \frac{Q_н}{Q_н + Q_в} = \frac{90}{90+38} = 0{,}704$.

2. Определяем расход смеси по трубопроводу

$$Q = Q_н + Q_в = 90 + 38 = I28 \text{ м}^3/\text{час}.$$

3. Определяем среднюю скорость смеси в трубопроводе

$$W = \frac{Q}{\pi R^2} = \frac{I28}{\pi . 0{,}I295^2} = 2430 \text{ м/час} = 0{,}675 \text{ м/сек}.$$

4. Определяем скорость перехода от течения с прямолинейной границей раздела фаз в течение с криволинейной границей по формуле (II)

$$W_к' = \frac{(0{,}003 . 950 . 9{,}8I)^{I/4}}{I050^{1/2}} \left\{ 3{,}8 \lg \left[0{,}704 . \left(\frac{0{,}003}{(I050-950) . 9{,}8I . (0{,}259)^2} \cdot \frac{0{,}I28 . I0^{-3} . 959}{I050 . 0{,}0968} \right)^{I/4} \right] + I0 \right\} = 0{,}202 \text{ м/сек}.$$

5. Определяем скорость перехода от течения с криволинейной границей раздела фаз в кольцевое течение по формуле (I2)

$$W_к'' = 2{,}95 \frac{\left[0{,}003 . (I050-950) . 98I \right]^{I/4}}{I050^{1/2}} \left\{ \left[\frac{0{,}I28 . I0^{-3} . 950}{0{,}0968 . (I050-950)} \right]^{I/4} \times \right.$$

$$\left. \times \frac{I}{0{,}704^{I/2}} \cdot \frac{I}{\left[\frac{0{,}003}{(I050-950) . 9{,}8I . (0{,}259)^2} \right]^{I/2}} \right\}^{0{,}48} = 0{,}7I0 \text{ м/сек}.$$

6. Так как средняя скорость потока смеси в трубопроводе $W_к' < W < W_к''$ (0,328 < 0,675 < 0,7I0), то при данных условиях задачи будет существовать течение с криволинейной границей раздела фаз.

7. Определяем приведенную скорость нефти

$$V_н = \frac{90}{3600 \cdot \pi \cdot 0{,}1295^2} = 0{,}475 \text{ м/сек.}$$

8. Определяем приведенную скорость воды

$$V_в = \frac{38}{3600 \cdot \pi \cdot 0{,}1295^2} = 0{,}2 \text{ м/сек.}$$

9. Определяем число Рейнольдса по вязкости нефти и приведенной скорости нефти

$$Re_н = \frac{0{,}475 \cdot 0{,}259 \cdot 350}{0{,}096 \cdot 8{,}9 \cdot 8I} = I23.$$

I0. Определяем коэффициент гидравлического сопротивления по нефти

$$\lambda_н = \frac{64}{I23} = 0{,}52.$$

II. Определяем число Рейнольдса по воде

$$Re_в = \frac{0{,}2 \cdot 0{,}259 \cdot I050}{0{,}I28 \cdot I0^{-3} \cdot 9 \cdot 8I} = 433I5.$$

I2. Определяем коэффициент гидравлического сопротивления по воде

$$\lambda_в = \frac{0{,}3I64}{(433I5)^{I/4}} = 0{,}02I9.$$

I3. Определяем истинное содержание вязкой фазы в потоке по формуле (I8)

$$\varphi = \frac{0{,}704}{I - \frac{2 \cdot 0{,}296}{\left(\frac{0{,}675}{9{,}8I \cdot 0{,}259}\right)^{I/2} \left(\frac{I050}{I00}\right)^{I/2}} \left[\frac{0{,}003}{I00 \cdot 9{,}8I \cdot (0{,}259)^2}\right]^{I/4} \times \frac{1}{\left[\frac{0{,}704}{I-0{,}704} \times \left(\frac{0{,}52}{0{,}02I9}\right)^{I/2}\right]^{I/4}}} = 0{,}775.$$

I4. Определяем касательное напряжение на границе раздела фаз по формуле (20)

$$\tau = 12{,}5\,\frac{0{,}475\;\;0{,}0968}{0{,}1295}\left[\left(\frac{0{,}2}{0{,}475}\right)^{2}\;\;\frac{0{,}0218}{0{,}52}\;\;\frac{1050}{950}\right]^{0{,}41} =$$

$$= 0{,}623\ \text{кг/м}^2.$$

I5. Определяем радиус водонефтяного контакта по формуле (21)

$$R_1 = 80\left(\frac{0{,}128\cdot 10^{-3}\cdot 9{,}81\cdot 0{,}259}{1050\cdot 0{,}675\cdot 2}\right)^{1/2}\times$$

$$\left\{\left(\frac{0{,}003\cdot 9{,}81\cdot 0{,}259}{100\cdot 9{,}81\cdot (0{,}259)^2\cdot 0{,}675^2}\right)^{1/4}\times\right.$$

$$\left.\left[\frac{0{,}704}{1-0{,}704}\cdot\left(\frac{0{,}52}{0{,}0218}\right)^{1/2}\cdot\left[\frac{100}{1050}\right]^{1/2}\cdot(1-0{,}704)\right\}^{-0{,}47} =\right.$$

$$= 0{,}175\ \text{м}.$$

I6. Определяем значения функций M и F по графикам рис. I2 и I3

$$M = 0{,}82; \qquad F = 5{,}2.$$

I7. Определяем перепад давления по формуле (7)

$$\Delta p = \frac{8\cdot 90\cdot 0{,}0968\cdot 5000}{3600\cdot(0{,}1295)^4\cdot 5{,}2} - \frac{8\cdot 0{,}623\cdot 0{,}82\cdot 5000}{0{,}1295\cdot 5{,}2} =$$

$$= 35843\ \text{кг/м}^2.$$

I8. Определяем перепад давления в трубопроводе, если бы по нему транспортировались только нефтяная эмульсия

$$\Delta p' = \frac{8\cdot 90\cdot 0{,}0968\cdot 5000}{3600\cdot 3{,}14\cdot(0{,}1295)^4} = 109708\ \text{кг/м}^2.$$

I9. Определяем эффективность предложенной технологии по экономии энергии на транспорт.

$$\frac{\Delta p_1\cdot Q_н}{\Delta p\,(Q_н+Q_в)}\,100\% = \frac{109708\cdot 90\cdot 100\%}{35843\cdot(90+38)} = 217\%.$$

ЛИТЕРАТУРА

I. Методика гидравлического расчета трубопровода при изотермическом ламинарном режиме перекачки эмульсионных нефтей. ВНИИСПТнефть, Уфа, 1975.

2. Методика гидравлического расчета трубопроводов при изотермическом турбулентном режиме перекачки эмульсионных нефтей. ВНИИСПТнефть, Уфа, 1977.

3. Нефтепродукты. Методы испытания, часть I,П, М., 1977.

4. Смирнов Ю.С. и др. Измерение поверхностного натяжения на границе нефть-раствор ПАВ методом взвешивания капли. Труды Гипровостокнефть, вып.10, 1967, стр.109.

5. Руководство. Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов.

РД 39-I-00-78, Гипровостокнефть, Куйбышев, 1978.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
I.2. Основные индексы и обозначения, принятые в инструкции	4
2. Технология гидроперекачки высоковязких нефтей и нефтяных эмульсий	7
3. Пуск трубопровода	24
3.I. Вывод на оптимальный режим	24
3.2. Возможные неполадки в работе	25
4. Гидравлический расчет трубопроводов	27
5. Исходные данные для расчета	38
6. Примеры расчета	40
Литература	46

ИНСТРУКЦИЯ
ПО МЕТОДУ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ
НЕФТЕЙ В ЭМУЛЬСИОННОМ СОСТОЯНИИ
РД 39-I-396-80

Издание ВНИИСПТнефти
450055, г.Уфа-55, пр. Октября, I44/3
Ответственный за выпуск В.И.Косоручкин

Подписано к печати 22.12.80 МО 3683
Формат 60х90 I/I6. Уч.-изд.л. 2,I Тираж 200 экз Заказ 272

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru