МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ВОПРОСАМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОДНОТРУБНЫХ СИСТЕМ СБОРА

РД 39 - 3 - 1034 - 84

1984

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

УТВЕРЖДЕН

первым заместителем министра
нефтяной промышленности
А.В.Велихановым
3 февраля 1984 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ВОПРОСАМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОДНОТРУБНЫХ СИСТЕМ СБОРА

РД 39-3-1034-84

1984

Руководство предназначено для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием, обустройством и эксплуатацией однотрубных систем сбора нефти, газа на нефтяных месторождениях.

"Методическое руководство по вопросам проектирования и эксплуатации однотрубных систем сбора" разработано сотрудниками ВНИИСПТнефть Коршиловым Г.Г., Гурьяновой В.А., Галимовой Г.Ю., Евстигнеевой А.И. и Грозненского нефтяного института Гужовым А.И. и Васильевым В.А.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методическое руководство по вопросам проектирования и эксплуатации однотрубных систем сбора

РД 39-3-1034-84

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 28 мая 1984г. № 321

Срок введения установлен с 01.07.1984
Срок действия до 01.07.1990

Руководство разработано по данным выполненных исследований за последние годы. При проектировании однотрубных систем сбора руководство позволяет выбрать наиболее эффективные параметры, выполнить гидравлический расчет трубопроводов с двухфазными газожидкостными потоками, а при эксплуатации действующих систем сбора - обеспечить беспульсационный режим работы и определить механическую нагрузку, которую испытывает трубопровод в режиме волнообразования.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. В настоящее время при обустройстве нефтяных месторождений преимущественно применяются герметизированные системы совместного сбора продукции скважин.

I.2. Такие системы обладают рядом преимуществ:

позволяют рационально использовать энергию пласта;

сводят к минимуму потери нефти и газа;

почти вдвое снижают металлоемкость;

увеличивают степень централизации технологических объектов;

позволяют совмещать процессы сбора и подготовки нефти, газа и воды;

способствуют широкому внедрению индустриальных методов обустройства месторождений и тем самым ускорению их ввода в разработку.

I.3. Особо важное значение имеют такие системы для нефтяных месторождений в северных районах, с вечномерзлыми грунтами.

I.4. Пласт, скважины, нефтегазосборные трубопроводы представляют собой единую гидродинамическую систему, что необходимо учитывать при составлении проекта разработки месторождения. Так, например, уровень поддержания пластового давления не должен приниматься без учета методов подготовки и переработки газа. В то же время структура трубопроводных коммуникаций и технологических объектов системы нефтегазосбора должна учитывать темпы обводненности продукции скважин и др.

I.5. Системы совместного сбора продукции скважин различаются по степени централизации процессов подготовки нефти и газа на групповые и централизованные, и по форме нефтегазосборной сети - на коллекторные и бесколлекторные.

При групповой схеме сбора скважины подключаются к групповой замерной установке (ГЗУ) или к групповому сборному пункту (ГСП) (рис.I).

При централизованной схеме сбора скважины подключаются к нефтегазосборному коллектору или непосредственно к централизованному сборному пункту (ЦСП) (рис.2).

Возможны смешанные схемы нефтегазосбора.

I.6. Трубопроводные коммуникации в системах совместного сбора нефти и газа включают:

выкидные линии от скважин до ГЗУ, ГСП, ЦСП или до нефте-

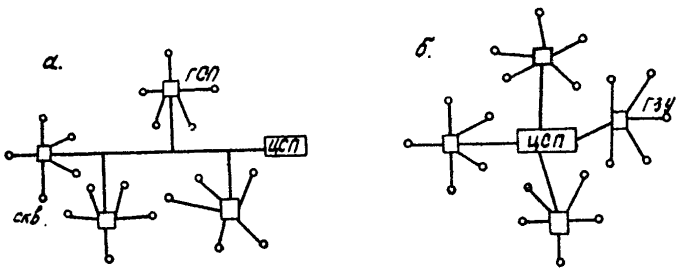

Рис. I. Групповой сбор продукции скважин :
а - коллекторный;
б - бесколлекторный .

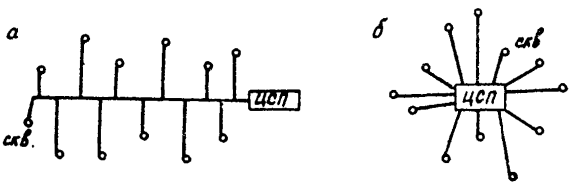

Рис. 2. Централизованный сбор продукции скважин:
а - коллекторный;
б - бесколлекторный .

газосборного коллектора;

шлейфы от групповых установок до сборного коллектора или до ЦСП;

нефтегазосборные коллекторы (линейные, лучевые, кольцевые);

межпромысловые нефтегазопроводы, строящиеся при подключении вновь вводимых месторождений к действующим установкам по подготовке нефти и газа к дальнейшему транспорту.

I.7. Расчет каждого элемента системы нефтегазосбора требует частного подхода как при выборе оптимальных условий их работы, так и при гидравлическом расчете.

I.8. К особенностям движения газожидкостных смесей относятся:

наличие разнообразных структурных форм газожидкостного потока (расслоенная, пробковая, пробково-диспергированная, пленочно-дисперсная, эмульсионная), каждая из которых имеет свои закономерности изменения истинной плотности и гидравлических сопротивлений;

пульсация давления, имеющая наибольшие значения при пробково-диспергированной структуре и вызывающая дополнительные напряжения в теле трубы;

пульсация массы за счет прохождения больших по объему жидкостных пробок, имеющая место при малых загрузках трубопровода и вызывающая его поперечные колебания. Пульсация массы значительно снижает эффективность работы сепарационных установок;

расслоение фаз по плотности (газ, нефть, пластовая вода) при низких скоростях движения газожидкостной смеси, особенно на нисходящих участках трубопровода. Наличие подслоя пластовой воды вызывает интенсивную электрохимическую коррозию нижней части трубы.

I.9. Эти особенности газожидкостных потоков необходимо учитывать уже на этапе проектирования, а также при реконструкции системы нефтегазосбора.

I.IO. Методическое руководство распространяется на ньютоновские жидкости и нефтегазовые смеси с обводненностью до 40 % и с вязкостью жидкой фазы до 75 . 10^{-3} Па.с.

ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

P - давление, ($Н/м^2$);

P_0 - атмосферное давление, ($Н/м^2$);

$\Delta P_т$ - давление, теряемое на преодоление трения движения смеси, ($Н/м^2$);

$\Delta P_р$ - располагаемый перепад давления, ($Н/м^2$);

$P_{ср}$ - среднее давление в трубопроводе, ($Н/м^2$);

$\Delta P_{см}$ - перепад давления на участке трубопровода, ($Н/м^2$);

d - внутренний диаметр трубопровода, (м);

L - длина трубопровода (м);

Z - нивелирная высота (геодезическая отметка) рассматриваемой точки или сечения трубопровода (м);

θ - угол наклона трубопровода к горизонту в градусах;

$Q_{см}, Q', Q''$ - соответственно объемный расход смеси, жидкой и газовой фаз при рабочих условиях, ($м^3/с$);

$Q_н$ - расход дегазированной нефти, ($м^3/с$);

$Q_в$ - расход воды, ($м^3/с$);

$G_{см}, G_ж, G_г$ - соответственно весовой расход смеси, жидкой и газовой фаз при рабочих условиях, (т/сут);

$\rho_{см}, \rho', \rho''$ - соответственно плотность смеси, жидкой и газовой фаз при рабочих условиях, ($кг/м^3$);

μ' - динамическая вязкость жидкой фазы, ($\frac{Н.с}{м^2}$);

μ'' - д намическая вязкость газовой фазы, ($\frac{Н.с}{м^2}$);

ν' - коэффициент кинематической вязкости жидкой фазы,($м^2/с$):

$U_{см}, U_o', U_o''$ - соответственно скорость смеси, приведенная скорость жидкой и газовой фаз (м/с);

U', U'' - соответственно истинная скорость жидкой и газовой фаз, (м/с);

V - относительная скорость, (м/с);

g - ускорение силы тяжести, 9,8I ($м/с^2$);

α - истинное газосодержание смеси;

$\Gamma_{ф}$ - газовый фактор, ($т/м^3$);

$\Gamma_{р}$ - количество газа, находящегося при давлении Р в растворенном состоянии, приведенное к атмосферному давлению, ($т/м^3$);

F - площадь сечения трубопровода, ($м^2$);

F', F'' - площадь сечения трубопровода, занятая жидкой и газовой фазами, ($м^2$);

$F_{р}$ - площадь под участками подъема и спуска над и под горизонтальной линией, проведенной из начальной точки трубопровода, ($м^2$);

T_t - текущая температура, в градусах Кельвина, (К);

T - температура, соответствующая 20 °С или 293 К;

T_o - температура абсолютного нуля равна 273 °С;

λ_c - коэффициент гидравлического сопротивления смеси;

σ' - коэффициент поверхностного натяжения на границе жидкость-газ , (Н/м);

$\sigma_{в}$ - коэффициент поверхностного натяжения на границе вода--воздух , (Н/м);

Ψ - приведенный коэффициент сопротивления;

$Re_{ж}$ - число Рейнольдса при движении по трубопроводу жидкой фазы;

Re' - число Рейнольдса жидкой фазы в двухфазном потоке;

$F_{rсм}$ - критерий Фруда;

$R_г$ – гидравлический радиус, (м);

$\varkappa$ – смоченный периметр, (м);

$h_{ср}$ – высота слоя жидкой фазы (усредненная глубина потока), (м);

K – коэффициент сжимаемости, ($Па^{-1}$);

S – коэффициент растворимости, ($\frac{м^3}{м^3 \cdot Па}$);

$\tau_{см}$ – касательное напряжение на стенке трубы, ($Н/м^2$).

2. ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ ПАРАМЕТРАМИ В ДВУХФАЗНЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОТОКАХ

2.I. Двухфазный газожидкостный поток представляет смесь газовой и жидкой сред.

Объемный расход смеси представляет равенство:

$$Q_{см} = Q' + Q'', \qquad (I)$$

где $Q' = \frac{G'}{\rho_1}$; $Q'' = \frac{G''}{\rho''}$; и ρ', ρ'' – соответственно плотность жидкой и газовой фаз при рабочих условиях.

Равенства

$$\chi = \frac{G''}{G'' + G'} = \frac{G''}{G_{см}},$$

$$\beta = \frac{Q'}{Q' + Q'} = \frac{Q''}{Q_{см}}$$

выражают весовое и объемное расходное газосодержание смеси.

2.3. Средней скоростью смеси двухфазного потока принято называть отношение суммарного объемного расхода фаз к площади сечения трубы, т.е.

$$U_{см} = \frac{Q' + Q''}{F}. \qquad (2)$$

Отношение объемного расхода рассматриваемой фазы при среднем давлении и средней температуре смеси в трубопроводе к площади канала носит название приведенной скорости данной фазы:

$$U_0'' = \frac{Q''}{F} \qquad \text{или} \qquad U_0' = \frac{Q'}{F} \tag{3}$$

и тогда

$$\beta = \frac{U_0''}{U_0'' + U_0'} \,. \tag{4}$$

Истинные средние скорости фаз представляют отношение их расходов не ко всей площади сечения трубы F, а к площади трубы, занятой газовой и жидкой фазами. Выражения для U'' и U' соответственно можно представить равенствами:

$$U'' = \frac{Q''}{\alpha \cdot F} = \frac{Q''}{F''} \,; \quad U' = \frac{Q'}{(1-\alpha)\cdot F} = \frac{Q'}{F'} \,. \tag{5}$$

2.4. Истинным газосодержанием α принято называть долю площади сечения трубы, занятую газовой фазой. Методы расчета α для различных случаев указаны в 4- й главе РД.

2.5. Для определения плотности смеси используется уравнение:

$$\rho_{см} = \rho'(1-\alpha) + \rho''\alpha, \tag{6}$$

где ρ'' и ρ' – соответственно плотности газа и жидкости при среднем давлении и средней температуре смеси в трубопроводе.

При гидравлическом расчете рельефных трубопроводов ведется учет участков подъема, спуска. Площадь под участками подъема и спуска над и под горизонтальной линией, проведенной из начальной точки, определяется из сокращенного продольного профиля трассы пролегания трубопровода с учетом вертикального и горизонтального масштабов.

2.6. Значение Re' определяется по формуле:

$$Re' = \frac{U' \cdot D \sqrt{1-\alpha}}{\nu_{нг}} \,, \tag{7}$$

где $\nu'_{нг}$ – кинематический коэффициент вязкости жидкой фазы (нефть с частично растворенным в ней газом при давлении P):

$$\nu'_{нг} = \nu_н \cdot P^{a - \frac{\ln \Gamma_ф}{d}}, \qquad (8)$$

где a и d – коэффициенты, $a = 0{,}58$, $d = 4{,}62$;

$\nu_н$ – кинематический коэффициент вязкости товарной нефти;

$\Gamma_ф$ – общий газовый фактор при давлении насыщения в пластовых условиях, приведенный к атмосферному давлению, м^3/м^3.

Формула (8) справедлива для давления насыщения до $10^6 \frac{Н}{м^2}$

3. ВЫБОР РЕЖИМА ТЕХНОЛОГИИ ОДНОТРУБНОГО СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

3.1. Исследованиями установлено, что двухфазный газожидкостной поток во всем диапазоне изменения расходного газосодержания смеси ($0 < \beta \leqslant 1{,}0$) в горизонтальных трубах можно разбить на три области:

1) $0 < \beta \leqslant 0{,}7$ – газ в жидкости ;

2) $0{,}7 < \beta \leqslant 0{,}95$ – газ над жидкостью ;

3) $\beta > 0{,}95$ – жидкость в газе .

Работа систем сбора в большинстве своем приходится на вторую область.

3.2. Значение β можно определить с использованием изотерм растворимости газа в жидкости (нефти), которые представляют графики в координатах $Г_ф$-Р (газовый фактор м^3/м^3, м^3/т – давление, атм, Н/м^2) или других данных, по формуле:

$$\beta = \frac{Q'}{Q'' + Q'} = \frac{Q''}{Q_{см}} \qquad (9)$$

или с учетом изменения обводненности нефти β можно представить в виде:

$$\beta = \frac{1}{1 + \frac{1}{1 - \frac{Q_в}{Q_в'}(\Gamma_ф - \Gamma_0)\frac{KP_0T_1}{P_1T_0}}} \qquad (10)$$

3.3. Первая область как по удельному расходу энергии, так и по механической нагрузке на трубопровод является наиболее приемлемой областью. Вторая область - по причине волнообразования, пульсационных нагрузок, а третья - по причине сильного передиспергирования жидкой фазы, - для практики нежелательны.

3.4. При эксплуатации действующих систем сбора и при их проектировании необходимо работу трубопроводов по значению β сводить в область $\beta \leq 0{,}70$ - область беспульсационного режима. Необходимо на рассматриваемом участке, например, через снижение давления обеспечивать такую глубину разгазирования, чтобы соотношению свободного газа к жидкости соответствовали приемлемые структурные формы. Такой режим необходимо обеспечивать, начиная с устья скважин, и первым таким участком является участок устье скважины - сепарационный пункт (первая ступень сепарации или ДНС - дожимная насосная станция).

3.5. При заданном или известном давлении на устье скважины давление в пункте сепарации P_c определяется по формуле:

$$P_c = P_y - \Delta P, \qquad (11)$$

где P_y - давление на устье скважины.

3.6. Для обеспечения беспульсационного течения смеси на участке устье скважины - пункт сепарации , для выбора места таких пунктов, числа скважин, подключенных к нему, необходимо знать располагаемую энергию, которую можно использовать при расчетах. С использованием изотерм растворимости газа в нефти

со значением полного газового фактора от 9,6 до 118 м^3/т через изменение β в зависимости от изменения давления в пункте сепарации P_c при давлении на устье скважины $P_y = const$ удалось найти располагаемую энергию в виде перепада давления, при котором на рассмотренном участке будет беспульсационное течение. Значение ΔP можно найти из эмпирического выражения:

$$\Delta P = 0{,}80 + 0{,}044\ \Gamma_ф. \qquad (12)$$

3.7. В общем случае для обеспечения условий пунктов 3.4, 3.6 давление на устье скважины определяется по формуле:

$$P_y = \frac{(1-\beta_b)\left(\frac{1}{\beta}-1\right)KP_oT\cdot\Gamma_ф}{T_o+(1-\beta_b)\left(\frac{1}{\beta}-1\right)KP_oTS} + \frac{0{,}80+0{,}044\Gamma_ф}{2}, \qquad (13)$$

а в пункте сепарации-по формуле:

$$P_c = \frac{(1-\beta_b)\left(\frac{1}{\beta}-1\right)KP_oT\Gamma_ф}{T_o+(1-\beta_b)\left(\frac{1}{\beta}-1\right)KP_oTS} - \frac{0{,}80+0{,}044\Gamma_ф}{2}. \qquad (14)$$

3.8. Выражения (13), (14) с учетом (11, (12) обеспечивают беспульсационное ($\beta = 0{,}7$) движение ГЖС или только изменением давления на устье скважин, или только в пункте сепарации, или изменением того и другого с дебитом скважин, обводненностью нефти, с газовым фактором нефти, температурой, с коэффициентом растворимости.

3.9. Расход энергии в двухфазных газожидкостных потоках при значении $\beta > 0{,}7$ складывается из потерь на преодоление сопротивления трения движения смеси и на образование и разрушение волн жидкости при периодическом перекрытии ими газового канала.

Так при рассмотрении возмущений, отнесенных к распространению ударной волны только в среде газа, потери давления (перепад давления) в результате разового перекрытия волной жидкости канала газа можно определить по формуле:

$$\Delta P_{уд} = \rho''(U'' - U')\sqrt{\frac{E_ж}{\rho'}}, \qquad (I5)$$

где $\sqrt{\frac{E_ж}{\rho''}} = a\sqrt{\varkappa\frac{p}{\rho''}}$, a – скорость звука в однородной газовой среде с плотностью ρ'';

$E_ж$ – модуль упругости, Н/м^2;

p – давление в рассматриваемом участке;

$\varkappa = \frac{C_p}{C_v}$ – показатель адиабаты, $\varkappa = 1{,}4$;

$U'' = \frac{4Q''}{\pi d^2 \alpha}$ – истинная скорость газовой фазы, м/с;

$U' = \frac{4Q'}{\pi d^2(1-\alpha)}$ – истинная скорость жидкой фазы, м/с.

3.I0. Сила удара, которая стрягивает незакрепленный трубопровод с места, сбрасывает с трубопровода на речных (водных) переходах пригрузку, а при укладке в болотистой местности приводит трубы в колебательное состояние, определяется из равенства:

$$f = \Delta P_{уд} \cdot F'', \qquad (I6)$$

где $F'' = \alpha F$ – усредненная площадь поперечного сечения трубопровода, занятая газовой фазой, м^2.

3.II. Общий расход энергии от волн перекрытия при таком режиме движения смеси определяется из выражения:

$$\Delta P_{уд} = \frac{L}{t}\left[1 - \frac{\left(\frac{w''}{w'}\right)^{0{,}0475} - \alpha}{1-\alpha}\right]\sqrt{\rho'' E_ж} \qquad (I7)$$

t определяется из графика рис.3, полученного из экспериментальных данных.

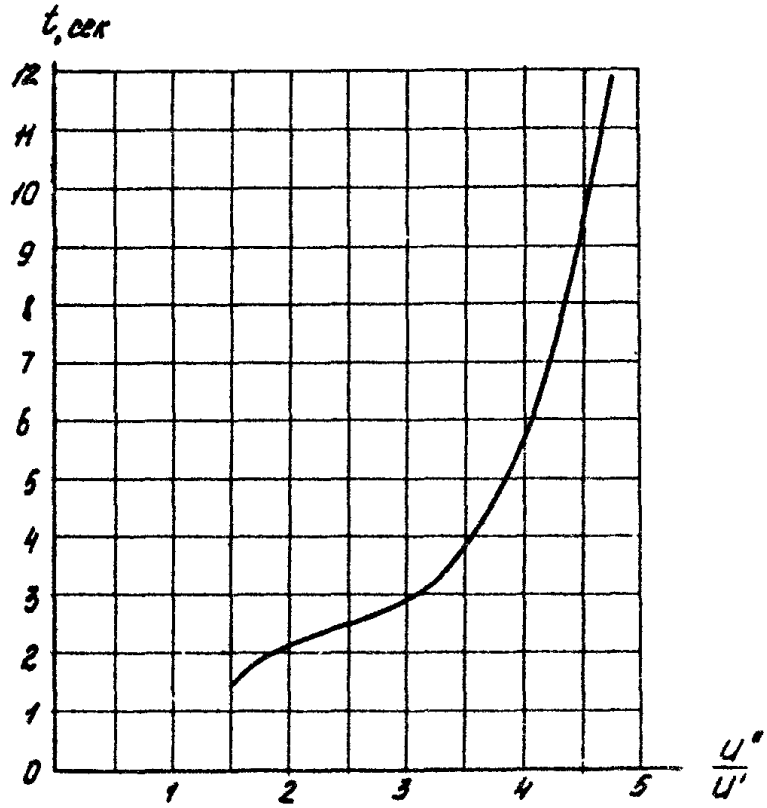

Рис. 3. Изменение промежутка времени между перекрытием канала трубы волнами жидкой фазы в зависимости от изменения величины "проскальзывания"

4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ ГАЗОЖИДКОСТНЫЕ СМЕСИ

а) Горизонтальные трубопроводы

4.I. Перепад давления, обусловленный сопротивлением трения движения и другими сопутствующими такому потоку явлениями, при установившемся изотермическом режиме определяется по формуле:

$$\Delta P_{см_г} = \Delta P_{ж} \frac{\psi}{\sqrt{(1-\alpha)^{2-m}}} \left[1 + \frac{\rho''}{\rho'} \cdot \frac{(1-\alpha)\alpha}{\left[\left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0{,}0375} - \alpha \right]^2} \right] \qquad (I8)$$

Выражение (I8) получено с использованием фактической модели движения фаз, отражающей их проскальзывание.

$\Delta P_{ж}$ - перепад давления при движении по трубопроводу только жидкой фазы с тем же расходом, что и в двухфазном потоке, который можно определить по обобщенной формуле Л.С.Лейбензона:

$$\Delta P_{ж} = \varphi \frac{(Q')^{2-m} (\nu')^{m} L \rho'}{d^{5-m}} , \qquad (I9)$$

в которой φ - коэффициент; $\varphi = \frac{8A}{4^{m} \pi \cdot Re^{2-m}}$ и является функцией критерия Рейнольдса.

Режим течения жидкой фазы без наличия в трубопроводе газа определяется по формуле:

$$Re_{ж} = \frac{4Q'}{\pi d \nu'} = \frac{U_0' d}{\nu'} . \qquad (20)$$

Режим течения жидкой фазы в двухфазном потоке определяется по формуле:

$$Re' = \frac{U' d \sqrt{1-\alpha}}{\nu'} = \frac{Re_{ж}}{\sqrt{1-\alpha}} . \qquad (2I)$$

Величины A, m и φ в зависимости от режима течения имеют

следующие значения:

а) ламинарный режим ($Re \leq 2000$) $A = 64$, $m = 1,0$

$\varphi = 4,15$ с^2/м;

б) турбулентный режим в области гидравлически гладкого трения ($2000 \leq Re \leq 100000$) $A = 0,3164$, $m = 0,25$, $\varphi = 0,0246$ с^2/м;

в) турбулентный режим в зоне вполне шероховатого трения ($Re > 1 \cdot 10^5$) $A = \lambda - const$, $m = 0$ и $\varphi = 0,0826 \cdot \lambda$ с^2/м.

λ - коэффициент гидравлического сопротивления.

4.2. Приведенный коэффициент сопротивления ψ при положительном скольжении ($U''/U' > 1$) определяется по формуле:

$$\psi = \left(0,284 - 0,156 \frac{\delta'}{\delta_в}\right) Re_v^{0,226} \qquad (22)$$

$Re_v = \frac{V d}{\nu'}$ - критерий Рейнольдса по относительной скорости

$V = U'' - U'$

Значение ψ можно определить из графика в координатах

$\frac{\psi}{0,284 - 0,156 \frac{\delta'}{\delta_в}} \div Re_v$, который приведен на рис. 4.

4.3. В зависимости от изменения $F_{r\,см}$, динамического коэффициента вязкости жидкой фазы для определения истинного газосодержания смеси α можно использовать следующие формулы: при значении критерия Фруда смеси $F_{r\,см} < 4,0$, $\mu' \leq 1,0 \cdot 10^{-3}$ Нс/м^2 для газожидкостной смеси, близкой по свойствам к смеси с компонентами вода-воздух, для пробковой структуры течения смеси α находят из выражения:

$$\alpha = 0,81 \beta \left(1 - \exp\left(-2,2 \sqrt{F_{r\,см}}\right)\right), \qquad (23)$$

где $F_{r\,см} = \frac{(U_{см})^2}{gD}$

При $F_{r\,см} \leq 4,0$, $\mu' \geq 1,0 \cdot 10^{-3} \frac{Н\,с}{м^2}$

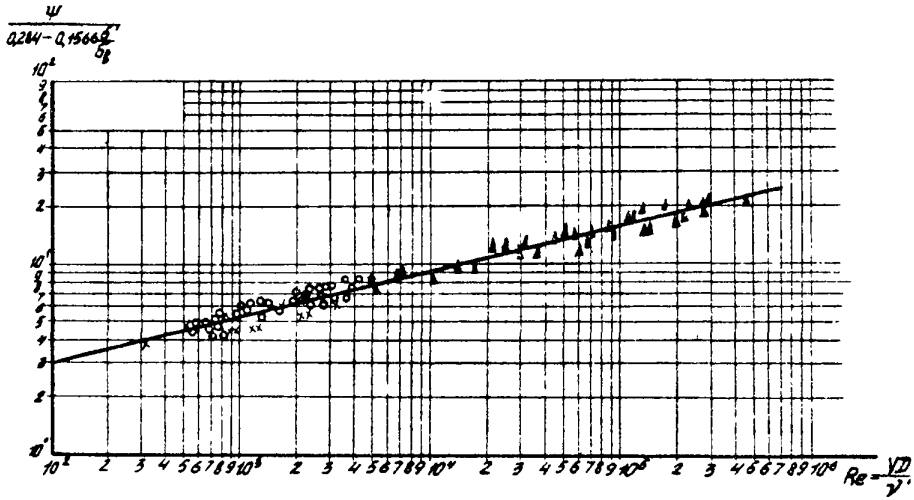

Рис. 4. Приведенный коэффициент сопротивления в зависимости от поверхностного натяжения и числа Рейнольдса по относительной скорости :

Δ - вода-воздух ;

✕ - нефть-воздух ;

• - нефть-газ .

$$\alpha = \beta(0{,}83 - 0{,}095 \lg \mu')\left(1 - e^{-2{,}2\sqrt{F_{r\,см}}}\right),$$

в которой μ' в сантипуазах, а при значении $F_{r\,см} \geqslant 4{,}0$ независимо от структур течения смеси – из выражения

$$\alpha = \beta\left(\frac{\mu''}{\mu'}\right)^{0{,}0475}, \qquad (24)$$

которым для маловязких жидких компонентов (вода, бензин, газовый конденсат и др.) можно пользоваться по изменению β в интервале $0{,}06 < \beta \leqslant 0{,}95$. С увеличением вязкости жидкого компонента смеси интервал применимости выражения (24) несколько уменьшается. Для жидкостей с коэффициентом кинематической вязкости $\nu' \leqslant 0{,}65 \cdot 10^{-4}$ м^2/с верхний предел значения β, до которого можно пользоваться выражением (24), приблизительно равен 0,85. Значения истинного газосодержания смеси α за пределами указанных значений β с точностью $\pm$ 6–7 % определяются по уточненной формуле А.А.Арманда:

$$1 - \alpha = \frac{4 + \frac{8}{7} n}{\left[5 + n\left(\Gamma_\varphi + \frac{8}{7}\right)\right] 1{,}2\left(\frac{\mu''}{\mu'}\right)^{0{,}0475}}, \qquad (25)$$

для которой коэффициент n вычисляется по формуле:

$$n = \frac{2{,}26}{\sqrt{\lambda_ж}} \sqrt{\frac{Q''}{Q'}}\left[0{,}69 + (1-\beta)\left(4 + 21{,}9\sqrt{F_r'}\right)\right], \qquad (26)$$

где $\lambda_ж$ – коэффициент гидравлического сопротивления при движении по трубопроводу одной жидкой фазы с тем же расходом, что и при двухфазном режиме;

F_r' – критерий Фруда, подсчитанный по жидкой фазе;

$$F_r' = \frac{(U_0')^2}{gD}; \qquad U_0' = \frac{4Q'}{\pi d^2};$$

Γ_φ – текущий газовый фактор, $\Gamma_\varphi = \dfrac{\beta}{1-\beta}$.

4.4. Расчетная формула для определения диаметра горизонтального трубопровода при транспортировке по нему газожидкост-

ных смесей имеет вид:

$$d^{5,25-m} = \sqrt{\frac{B\varphi(Q')^{2,25-m}(\nu')^{m-0,25}L\rho'}{\Delta P_{cm}(1-\alpha)^{\frac{2-m}{2}}}\left[1+\frac{\rho''(1-\alpha)\alpha}{\rho'(c-\alpha)^2}\right]} \quad (27)$$

где $B=(0,301-0,165\frac{\delta'}{\delta_g})(\frac{1}{c-\alpha}-\frac{1}{1-\alpha})^{2,26}$,

$$\varphi=\frac{8A}{4^m g\cdot\pi^{2-m}}, \quad c=\frac{\alpha}{\beta}=\left(\frac{\mu''}{\mu'}\right)^{0,0475}$$

4.5. Выполненная по экспериментальным данным оценка потерь давления на ускорение смеси по выражениям, полученным с использованием теоремы импульсов как для потоков, близких к гомогенной, так и в случае расслоенной структуры, показала, что величина $\Delta P_{уск}$ много меньше ΔP_t и этой величиной с достаточной для практических расчетов точностью можно пренебречь.

б) Рельефные трубопроводы

4.6. В практических условиях трубопроводы пролегают на местности с наличием относительно равнинных (горизонтальных) участков, участков с подъемом (восходящих), участков со спуском (нисходящих). Для установившегося изотермического течения газожидкостной смеси в таких трубопроводах без учета газовых превращений уравнение движения имеет вид

$$\frac{dP_{cm}}{dL} = \frac{4}{d}\tau_{cm} \pm g\left[(1-\alpha)\rho'+\alpha\rho''\right]\sin\theta+\frac{d}{dL}\left[(1-\alpha)\rho'(U')^2+\alpha\rho''(U')^2\right] \quad (28)$$

или

$$\Delta P_{cm} = \Delta P_{cm_t} \pm \Delta Z\rho_{cm_{cp}} + \Delta P_{\alpha} = \Delta P_{\tau_{cm}} \pm \Delta P_{грав} + \Delta P_{\alpha}$$

из которого следует, что общий удельный перепад давления складывается из перепада давления, обусловленного сопротивлением трения движения, из веса объема смеси на рельефных участках (спуск-подъем), из потерь давления на ускорение, вызванное расширением газовой фазы. В выражении (28), кроме ранее приня-

тых обозначений, $\Delta Z = \Delta L \sin\theta$ – превышение на рассматриваемом участке между концевыми сечениями трубопровода.

4.7. В трубопроводах, пролегающих на равнинной местности, энергия расходуется на преодоление сопротивления трения движения смеси $\Delta P_{см\tau}$, на всевозможного рода возмущения и на ускорение смеси $\Delta P_{уск}$.

4.8. В трубопроводах, пролегающих по пересеченной холмистой местности, которые в дальнейшем будем называть "рельефными", кроме факторов, перечисленных в п.4.7, расход энергии обусловлен на участках подъема и спуска гравитационной силой для жидкой фазы и архимедовой подъемной силой для газовой фазы в противоборстве их с силой инерции.

4.9. Исследованиями установлено, что при значении критерия Фруда смеси $F_{r_{см}} > 6{,}0$ силы инерции преобладают над силой тяжести, подъемной силой; при переходе смеси с участков подъема на спуск (и наоборот) не происходит перераспределения фаз, роль рельефа местности сводится к нулю. Двухфазный поток в рельефном трубопроводе ведет себя как в трубопроводе, уложенном в равнинной местности, и высотные отметки трассы между начальным и конечным пунктами в расчет не принимаются. Гидравлический расчет в этом случае ведется по формулам п.п.4.2-4.7 с использованием выражения:

$$\Delta P_{см_{об}} = \Delta P_{ж} \frac{\psi}{\sqrt{(1-\alpha)^{2-m}}} \left\{ 1 + \frac{\rho''(1-\alpha)\alpha}{\rho'\left[\left(\frac{\mu''}{\mu'}\right)^{0{,}0475} - \alpha\right]^2} \right\} + (Z_к - Z_н)\, g\, \rho_{см} \qquad (29)$$

или

$$\Delta P_{см_{об}} = \Delta P_{см_{\tau}} + \Delta P_{рел} ,$$

где $Z_н, Z_к$ – нивелирная высота (геодезическая отметка начальной и конечной точки рассматриваемого участка трубопровода).

4.10. При значении $F_{r_{см}} \leq 6{,}0$ при гидравлическом расчете рельефных трубопроводов ведется учет участков подъема, спуска и общие потери определяются по формуле:

$$\Delta P_{см_{об}} = \Delta P_{см_г} (1 + C_1 F_p) \pm (Z_к - Z_н) g \rho_{см}, \qquad (30)$$

где C_1 – коэффициент, зависящий от β, определяется по формуле:

$$C_1 = a - b\beta - ce^{-d\beta}, \qquad (31)$$

где $a = 7{,}9 \cdot 10^{-3}$; $b = -7{,}9 \cdot 10^{-3}$; $C_1 = 2{,}0$; $d = 15{,}0$.

Характер изменения коэффициента C_1 для некоторых нефтей показан на рис.5.

F_p – площадь под участками подъема и спуска над и под горизонтальной линией, проведенной из начальной точки трубопровода, $м^2$.

F_p определяется из сокращенного продольного профиля трассы пролегания трубопровода с учетом вертикального и горизонтального масштабов.

в) Полностью нисходящий участок при значении $F_{r_{см}} < 6{,}0$.

4.11. При значении критерия $F_{r_{см}} < 6{,}0$ на участках спуска имеет место устойчивое расслоенное движение.

4.12. Потери давления от силы трения движения определяются из выражения:

$$\Delta P_{тр_{сл}} = \lambda' \frac{l_{сл} (U')^2}{4R_г \cdot 2g} \rho' \qquad (32)$$

4.13. Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re' = \frac{U' \cdot 4R_г}{\nu'}, \qquad (33)$$

где $R_г = \frac{F'}{\varkappa}$ – гидравлический радиус;

$\varkappa$ – смоченный периметр.

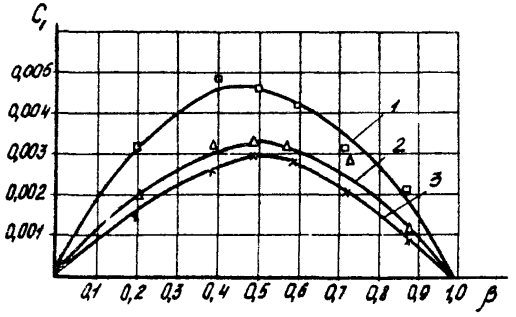

Рис. 5. Изменение коэффициента C_1 в зависимости от изменения β:

I - вода-нефтяной газ;

2 - западно-сибирская нефть - нефтяной газ;

3 -нефть Сергеевской пл. НГДУ "Уфанефть" - нефтяной газ.

4.I4. Площадь поперечного сечения трубопровода, занятая жидкой фазой F', находится из равенства:

$$F' = (1 - \alpha_{сл}) F \qquad (34)$$

4.I5. Истинное газосодержание смеси на участке спуска в зависимости от угла наклона $\theta_{сл}$ и газосодержания β вычисляется по формуле:

$$\alpha_{сл} = 0{,}35 + 0{,}01 e^{3{,}3\beta} + 1{,}22 \sin\theta_{сл} - (0{,}35 + 0{,}01 e^{3{,}3\beta} - \alpha_{гор}) e^{-(42+77{,}4\beta)\sin\theta_{сл}} \qquad (35)$$

Этим выражением необходимо пользоваться в области изменений $0° < \theta_{сл} < 2°$. При значениях $\theta_{сл} > 2$ четвертый член выражения (35) близок или равен нулю и равенство представляет вид:

$$\alpha_{сл} = 0{,}35 + 0{,}01 e^{3{,}3\beta} + 1{,}22 \sin\theta_{сл} \qquad (36)$$

4.I6. Средняя истинная скорость движения жидкой фазы на нисходящем участке $U'_{сл}$ определяется с использованием равенства

$$U'_{сл} = \frac{Q'}{F'} = \frac{Q'}{(1-\alpha_{сл})\cdot F} = \frac{U'_{б}}{1-\alpha_{сл}} \qquad (37)$$

4.I7. Смоченный периметр $\varkappa$ для нахождения $R_г$ определяется в следующей последовательности:

а) из графика в координатах $\frac{F'}{F} \div \frac{h'_{ср}}{d}$ (рис.6) по значению $\frac{F'}{F}$ находится значение отношения $\frac{h'_{ср}}{d}$, где $h'_{ср}$ – – высота слоя жидкой фазы (усредненная глубина потока).

б) из графика в форме $\frac{\varkappa}{d} = \psi\left(\frac{h'_{ср}}{d}\right)$ (рис.7) по значению $\frac{h'_{ср}}{d}$ определяется смоченный периметр $\varkappa$.

4.I8. Значение потери давления от гравитационной силы $\Delta P_{гр_{сл}}$ определяется по выражению:

$$\Delta P_{гр_{сл}} = (\Delta Z \rho_{см})_{сл} = L_{сл} \sin\theta_{сл} \left[\rho'(1-\alpha_{сл}) + \rho''\alpha_{сл}\right] \qquad (38)$$

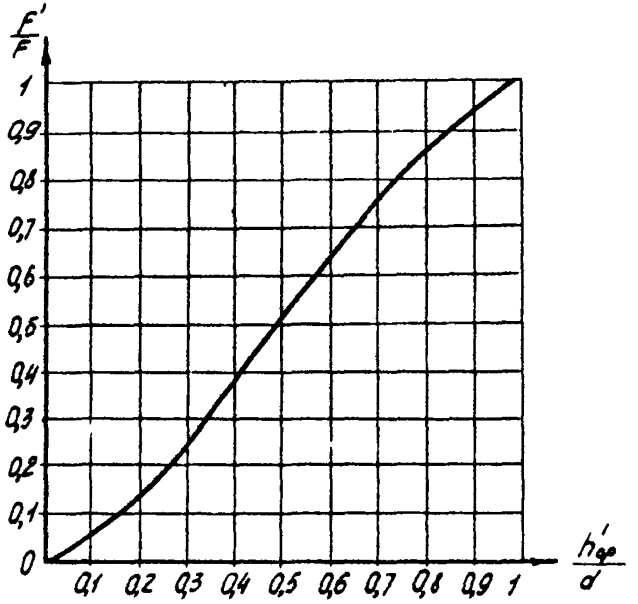

Рис. 6. Изменение $\frac{F'}{F} = f\left(\frac{h'_{пр}}{d}\right)$

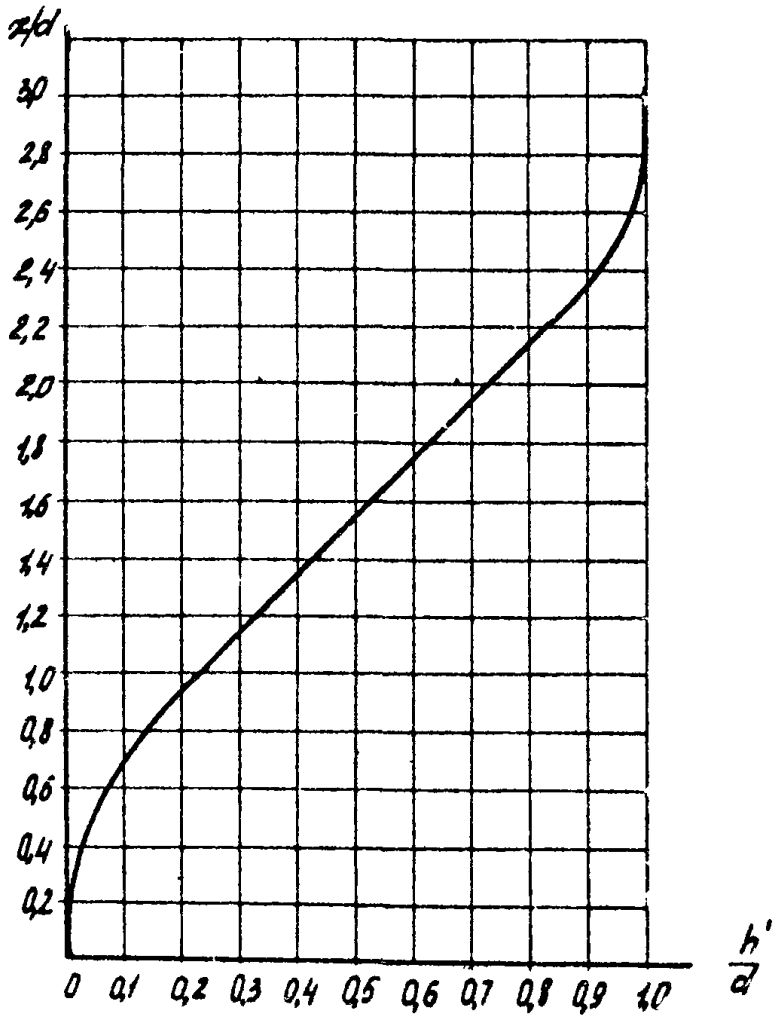

Рис. 7. Зависимость отношения $\frac{z}{d}$ от изменения $\frac{h'}{d}$

4.19. Общие потери давления на участке спуска $\Delta P_{сп\,об}$ определяются по выражению:

$$\Delta P_{сп\,об} = \Delta P_{т\,сп} - \Delta P_{гр\,сп} \qquad (39)$$

5. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА

Пример I (применительно к профилю трассы рис.I4 а. см.приложение).

Определить потери давления в относительно горизонтальном трубопроводе, соединяющем устье скважины с пунктом сепарации.

Исходные данные:

Длина трубопровода L, м	750
Диаметр трубопровода d, м	0,I0
Дебит скважины по жидкости $G_ж'$, т/сут	I36,0
Дебит скважины по нефти $G_н'$, т/сут	II8,3
Процентное содержание воды, %	I3,27
Плотность нефти ρ', кг/м^3	870
Плотность газа ρ'', кг/м^3	I,50
Расходное газосодержание смеси при рабочих условиях β в долях одиницы	0,82
Динамическая вязкость жидкой фазы μ', $\frac{Нс}{м^2}$	0,0302
Динамическая вязкость газовой фазы μ'', $\frac{Нс}{м^2}$	$0{,}0285.10^{-3}$

Р Е Ш Е Н И Е

I. Плотность жидкой фазы в смеси (нефть + вода)

$$\rho_ж = \rho_н' \varphi_н + (1-\varphi_н)\rho_в = 870 \cdot 0{,}868 + 0{,}132 \cdot 998 = 886 \ кг/м^3$$

2. Объемный расход жидкой фазы

$$Q'' = \frac{G_ж' \rho_ж'}{86400} = \frac{136000 \cdot 886}{86400} = 1{,}37 \cdot 10^{-3} \ м^3/с$$

3. Объемный расход газовой фазы

$$Q' = Q\frac{\beta}{1-\beta} = 1{,}77\cdot10^{-3}\frac{0{,}82}{1-0{,}82} = 8{,}05\cdot10^{-3}\ м^3/с$$

4. Число Рейнольдса при движении по трубопроводу жидкой фазы

$$Re_ж = \frac{4Q'}{\pi d\nu'} = \frac{U_0'D}{\nu'} = \frac{23\cdot10}{0{,}34} = 676{,}5$$

Режим течения жидкой фазы ламинарный. В выражении (I9) для определения $\Delta P_ж$, $\varphi = 4{,}I5\ с^2/м$ и $m = I{,}0$.

5. Потери давления при движении по трубопроводу жидкой фазы

$$\Delta P_ж = \varphi\frac{(Q')^{2-m}(\nu')^m L\rho_ж}{d^{5-m}} = 4{,}15\frac{1{,}77\,10^{-3}\cdot0{,}34\,10^{-4}\cdot750\cdot886}{(0{,}1)^4} = 1659\ кг/м^2$$

или $\Delta P = 0{,}1659\ кг/см^2 = 0{,}0166\ МПа$

6. Из выражения (24) определяем α :

$$\alpha = 0{,}82\left(\frac{0{,}0285\cdot10^{-3}}{0{,}0902}\right)^{0{,}04m} = 0{,}589$$

7. Число Рейнольдса жидкой фазы в двухфазном потоке

$$Re_ж' = \frac{U'd\sqrt{(1-\alpha)}}{\nu'} = \frac{56\cdot10\sqrt{1-0{,}589}}{0{,}34} = 1054$$

т.е. жидкая фаза вместе с газом в двухфазном потоке движется ламинарно.

8. Потери давления на сопротивление трения движения смеси определяем по выражению (I8).

$$(\Delta P_{см})_{тр} = \Delta P_ж\frac{\psi}{\sqrt{(1-\alpha)^{2-m}}}\left[1+\frac{\rho'(1-\alpha)\alpha}{\rho'\left[\left(\frac{\mu'}{\mu''}\right)^{0{,}04m}-\alpha\right]^2}\right]$$

Приведенный коэффициент сопротивления ψ определяем (с использованием графика рис.4 по значению числа Рейнольдса по относительной скорости) по выражению (22):

$$\psi=\left(0{,}284-0{,}156\frac{\sigma'}{\sigma_в}\right)\left[\frac{(u''-u')d'}{\nu'}\right]^{0{,}25}=\left(0{,}284-0{,}156\frac{20}{70}\right)\left[\frac{(174-56)\cdot10}{0{,}34}\right]^{0{,}25}=1{,}84$$

$$\left(\Delta P_{см}{}_{т}\right)_{гор}=0{,}156\frac{1{,}84}{\sqrt{(1-0{,}589)}}\left\{1+\frac{1{,}5}{886}\cdot\frac{0{,}589(1-0{,}589)}{(0{,}719-0{,}589)^2}\right\}=0{,}496\ кг/см^2$$

$$или\quad \Delta P_{см}{}_{т}=0{,}0496\ МПа$$

Пример 2.

Определить диаметр горизонтального трубопровода при транспортировке газожидкостной смеси. Используем исходные данные примера I, $\sigma'=20\cdot10^{-3}$ Н/м; $\sigma_в=72\cdot10^{-3}$ Н/м.

Расчетная формула для определения диаметра горизонтального трубопровода при транспортировке по нему газожидкостной смеси имеет вид:

$$D=\sqrt[5{,}25-m]{\frac{B\varphi(Q')^{4{,}25-m}(\nu')^{m-0{,}25}L\rho'}{\Delta P_{см}(1-\alpha)^{\frac{2-m}{2}}}\left[1+\frac{\rho''(1-\alpha)\alpha}{\rho'(c-\alpha)^2}\right]}$$

Из выражения (24) определяем:

$$c=\frac{\alpha}{\beta}=\left(\frac{\mu''}{\mu'}\right)^{0{,}0416}=\left(\frac{0{,}0285\cdot10^{-3}}{0{,}0302}\right)^{0{,}0416}=0{,}7183$$

откуда $\alpha=0{,}7183\cdot0{,}82=0{,}589$

определим значение B:

$$B=\left(0{,}301-0{,}165\frac{20\cdot10^{-3}}{72\cdot10^{-3}}\right)\left[\frac{1}{(0{,}7183-0{,}589)}-\frac{1}{(1-0{,}580)}\right]^{0{,}25}=0{,}3871$$

Для определения диаметра трубопровода необходимо знать режим течения жидкой фазы в двухфазном потоке. С этой целью предварительно найдем диаметр трубопровода из условия движения по

нему нефти при отсутствии газовой фазы, задавшись скоростью $U_0' = 1$ м/сек.

$$D_н = \sqrt{\frac{4Q'}{\pi U_0'}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1{,}77 \cdot 10^{-3}}{3{,}14 \cdot 1}} = 0{,}0475 \cong 0{,}05$$

Для выбранного диаметра определяем режим течения нефти:

$$Re = \frac{4Q'}{\pi D \nu'} = \frac{4 \cdot 1{,}77 \cdot 10^{-3}}{3{,}14 \cdot 0{,}05 \cdot 0{,}34 \cdot 10^{-4}} = 13{,}26$$

Режим течения ламинарный: $m = 1$; $\varphi = 4{,}15$.

Из уравнения (27) окончательно получим:

$$D = \sqrt[4{,}25]{\frac{0{,}3871 \cdot 4{,}15 \; 0{,}0003631 \; 0{,}0004487 \cdot 760 \cdot 870}{0{,}496 \cdot 10^{4} \; 0{,}641}} \cdot 1{,}025 = \sqrt[4{,}25]{0{,}0000948}$$

$$D = 0{,}0994 \cong 0{,}1 \text{ (м)}$$

Проверяем режим течения нефти в двухфазном потоке для найденного диаметра:

$$Re' = \frac{4Q'}{\pi D \nu' \sqrt{1-\alpha}} = \frac{4 \cdot 1{,}77 \cdot 10^{-3}}{3{,}14 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}34 \cdot 10^{-4} \sqrt{1-0{,}589}} = 1034{,}6 \;,$$

что свидетельствует о правильности выбора φ и m

Пример 3. (Применительно к профилю трассы рис.I4 *f* (см. приложение).

Определить потери давления в рельефном трубопроводе $(\Delta P_{об})_{рел}$, сокращенный продольный профиль трассы пролегания которого приведен на рис.8. В качестве исходных данных используем данные примера I.

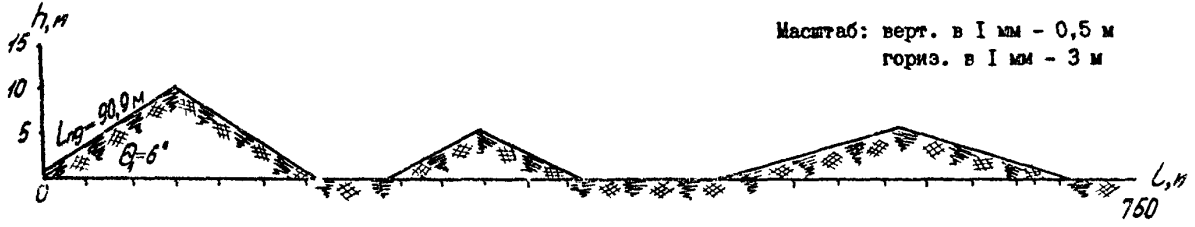

Рис. 8. Продольный профиль трассы прокладки трубопровода

Р Е Ш Е Н И Е

Для определения $(\Delta P_{об})_{рел}$ используем выражение

$$(\Delta P_{об})_{рел} = \Delta P_{тр} \left(1 + C_1 \sum_{i=1}^{n} F_{Pi}\right)$$

Из графика рис.5 при значении $\beta = 0{,}82$ для нефти Сергеевской площади НГДУ "Уфанефть" значение $C_1 = 0{,}0015$. Из сокращенного продольного профиля трассы пролегания трубопровода

$$\sum_{i=1}^{n} F_{Pi} = 900 + 300 + 1050 = 2250 м^2$$

Тогда общие потери давления в рельефном трубопроводе по данным примера I составят:

$$(\Delta P_{об})_{рел} = 0{,}496 (1 + 0{,}0015 \cdot 2250) = 2{,}17 кг/см^2 изб$$

$$(\Delta P_{об})_{рел} = 0{,}217 МПа$$

Пример 4.

Определить потери давления в рельефном трубопроводе $(\Delta P_{об})_{рел}$, сокращенный продольный профиль трассы пролегания которого приведен на рис.I4 п (см.приложение). В качестве исходных данных используем данные примера I. $Sin\theta = 0{,}0666$; $\Delta Z = 50 м$

Расчет ведем по методике для полностью нисходящего участка при $F_{r_{см}} < 6{,}0$ ($F_{r_{см}} = 1{,}6$).

I. Истинная газонасыщенность на участке спуска $\alpha_{сп}$:

$$\alpha_{сп} = 0{,}35 + 0{,}01 e^{43\beta} + 1{,}22 Sin\theta_{сп} - (0{,}35 + 0{,}01 e^{43\beta} - \alpha_{гор}) \times$$

$$\times e^{-(42 + 7{,}4/\beta) Sin\theta_{сп}} = 0{,}35 + 0{,}01 e^{43 \cdot 0{,}82} + 1{,}22 \cdot 0{,}0666 -$$

$$- (0{,}35 + 0{,}01 e^{43 \cdot 0{,}82} - 0{,}589) e^{-[42 + 7{,}4 \cdot 0{,}82) \cdot 0{,}0666]} = 0{,}58$$

2. Площадь поперечного сечения трубопровода, занятая жидкой фазой

$$F_1 = (1 - \alpha_{сп}) \cdot F = (1 - 0{,}58) \cdot 0{,}00785 = 0{,}0033 м^2$$

3. Средняя истинная скорость движения жидкой фазы

$$U'_{сп} = \frac{Q'}{F'} = \frac{135000}{886 \cdot 86400 \cdot 0{,}0033} = 0{,}538 \ (м/с)$$

Из графика рис.6 по значению $\frac{F'}{F}$ находим значение отношения $\frac{h'_{ср}}{d}$, где $h'_{ср}$ – высота (глубина) слоя жидкой фазы:

$$\frac{F'}{F} = \frac{0{,}0033}{0{,}00785} = 0{,}42 ; \quad \frac{h'_{ср}}{d} = 0{,}42$$

Из графика рис.7 по значению $\frac{F'}{F}$ значение отношения

$$\frac{\varkappa}{d} = 1{,}4 ; \quad \varkappa = 1{,}4 \cdot 0{,}1 = 0{,}14 \ м$$

Гидравлический радиус равен:

$$R_r = \frac{F'}{\varkappa} = \frac{0{,}0033}{0{,}14} = 0{,}0236 \ м$$

4. Число Рейнольдса при движении по трубопроводу жидкой фазы:

$$Re' = \frac{U' \cdot 4 \cdot R_r}{\nu'} = \frac{0{,}538 \cdot 4 \cdot 0{,}0236}{0{,}34 \cdot 10^{-4}} = 1521{,}5$$

Режим течения жидкой фазы ламинарный

$$\lambda = \frac{64}{1521{,}5} = 0{,}042$$

5. Потери давления на сопротивление трения движения смеси определяем:

$$\Delta P_{тр\,сп} = \lambda' \frac{L (U')^2}{4 R_r \cdot 2g} \cdot \rho' = 0{,}042 \frac{750 \cdot (0{,}538)^2}{19{,}62 \cdot 4 \cdot 0{,}0236} \cdot 886 = 0{,}4525 \ кг/см^2 = 0{,}0453 \ МПа$$

6. Значение $(\Delta P_{гр})_{сп}$ определяем по выражению:

$$(\Delta P_{гр})_{сп} = \Delta Z (\rho_{см})_{сп} = \Delta Z [\rho'(1-\alpha_{сп}) + \rho'' \alpha_{сп}] =$$

$$= 50 [886(1-0{,}58) + 1{,}5 \cdot 0{,}58] = 1{,}8648 \ кг/см^2 = 0{,}1865 \ МПа$$

7. Общие потери давления в рельефном трубопроводе по данным примера 4 (рис.14 *г*) составят:

$$(\Delta P_{сп})_{об} = (\Delta P_{тр})_{сп} - (\Delta P_{гр})_{сп} = 0{,}0453 \ МПа - 0{,}1865 \ МПа = -0{,}1412 \ МПа$$

6. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

6.I. За оптимальные принимаются такие условия эксплуатации, при которых трубопровод принятого диаметра при допустимом перепаде давления обеспечивает:

перекачку плановых объемов нефти;

минимальные удельные затраты энергии на перекачку единицы количества нефти;

наиболее широкий диапазон изменения пропускной способности по нефти;

беспульсационный режим работы;

допустимую величину пульсации давления или расхода жидкости;

минимальную внутреннюю коррозию трубопроводов.

6.2. Оптимальный диаметр трубопровода определяют по формуле:

$$d_{опт} = \sqrt{\frac{4(Q' + Q'')}{\pi \cdot U_{сн}^{опт}}}, \text{ м} \qquad (40)$$

где

$$U_{сн}^{опт} = \begin{cases} 40/D^{0,6}, \text{ м/с} & \bar{i} < 0,4/(gD)^{0,5} D^{0,6} \\ 5,4(gD)^{0,6}\left(\frac{\bar{i}}{D}\right)^{1/6}, \text{ м/с} & \bar{i} > 0,4/(gD)^{0,5} D^{0,6} \end{cases} \qquad (41)$$

где $\bar{i}$ - средний геометрический уклон:

$$\bar{i} = \frac{\sum_{j=1}^{n} (z_j - z_н)}{L}, \qquad (42)$$

z_j - отметка j-го возвышения или впадины на трассе трубопровода;

$z_н$ - отметка начала трассы трубопровода. $Q = Q'(1-\beta) + Q''\beta$

Рассчитанный диаметр проверяют по допустимому перепаду давления:

$$\Delta P_{опт} \leq \Delta P_{р} \qquad (43)$$

где $\Delta P_{р}$ – располагаемый перепад давления;

$\Delta P_{опт}$ – перепад давления в трубопроводе диаметром $d_{опт}$.

6.3. Гидравлически оптимальные условия в рельефном трубопроводе определяют графоаналитическим методом.

Для этого строят графическую зависимость в координатах: общий перепад давления $\Delta P_{общ}$ – расход нефти $Q_{н}$ при заданном газовом факторе, среднем давлении перекачки и физических свойствах фаз (рис.9).

Гидравлически оптимальные условия эксплуатации соответствуют участку AB , где точка A – режим работы трубопровода при минимальном перепаде давления ΔP_{min} , точка B – режим работы трубопровода при минимальных удельных затратах энергии на перекачку единицы количества нефти $\Delta P_{з} = \frac{\Delta P_{общ}}{Q_{н}}$. Для определения точки B из начала координат проводят касательную к кривой общего перепада давления $\Delta P_{общ} = f(Q_{н})$.

Условие оптимальности для заданного расхода нефти имеет вид:

$$\Delta P_{min} \leq \Delta P_{р} < \Delta P_{опт}^{в}, \qquad (44)$$

где $\Delta P_{опт}^{в}$ – перепад давления в точке B .

6.4. Наиболее широкий диапазон изменения пропускной способности трубопровода по нефти обеспечивается при условии:

$$\Delta P_{р} > \Delta P_{0}, \qquad (45)$$

где ΔP_{0} – перепад давления при нулевом расходе нефти.

Если $\Delta P_{р} < \Delta P_{0}$ (рис.10), то должно выполняться условие:

$$Q_{min} \leq 0{,}5 Q_{max}, \qquad (46)$$

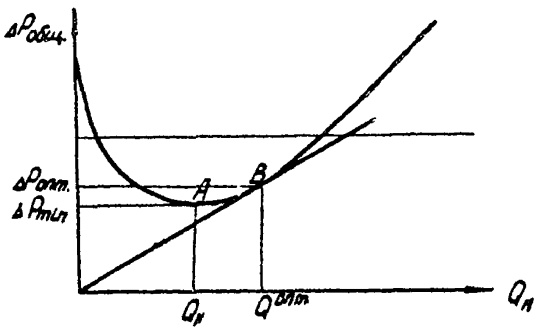

Рис. 9. Определение оптимальных условий эксплуатации "рельефного" трубопровода
($d = const$, $\Gamma_p = const$)

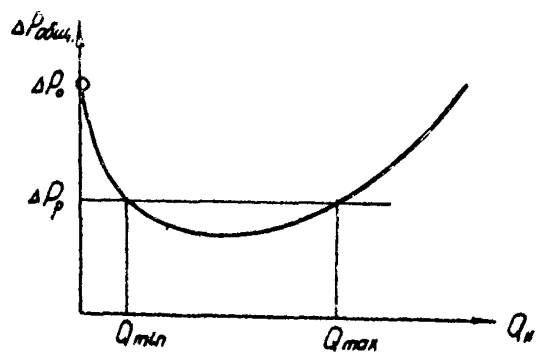

Рис. 10. Определение диапазона изменения пропускной способности трубопровода
($d = const$, $\Gamma_p = const$)

где Q_{min} и Q_{max} - минимальная и максимальная пропускная способность трубопровода по нефти при заданном перепаде давления.

6.5. Наибольшие по величине пульсации давления имеют место в области:

$$\begin{cases} 0,7 < \beta < 0,95 \\ U_{см} > 4,5\sqrt{gD} \end{cases} \quad (47)$$

6.6. Наибольшие по величине пульсации расхода нефти имеют место в области:

$$\begin{cases} 0,6 < \beta < 0,85 \\ U_{см} < U_{кр} \end{cases} \quad (48)$$

Критическую скорость определяют по формуле (при $i \geq 0$):

$$U_{кр} = \frac{(gd)^{0,5}}{2(1-\beta)} \cdot \frac{1+i^{0,6}}{1+2\cdot 10^4 \left(\frac{Pd}{\delta'}\right)^{0,5}} \left(\frac{\rho' - \rho''}{\rho'}\right)^{0,5}, \text{ м/с}, \quad (49)$$

где i - геометрический уклон,

$$i = \frac{Z_1 - Z_2}{L} \quad (50)$$

Z_1, Z_2 - отметки начала и конца участка, м;

L - длина участка, м.

6.7. Безпульсационный режим эксплуатации трубопроводов может быть достигнут

изменением давления в трубопроводе;

увеличением загрузки трубопровода по нефти и газу;

отделением части газа в сепараторе;

дополнительной подкачкой газа.

6.8. Интенсивная коррозия наблюдается при $U_{см} < U_{кр}$

6.9. Оптимальные условия эксплуатации трубопроводных коммуникаций можно обеспечить на стадии проектирования и строительства путем

сглаживания профиля трассы трубопроводов, т.е. уменьшения суммарной высоты восходящих и нисходящих участков (рис.II);

выбора соответствующего среднего давления перекачки (рис.I2);

прокладки двух или более трубопроводов одного или различных диаметров (рис.I3). Сроки строительства параллельных ниток трубопроводов могут быть растянуты во времени в зависимости от темпа прироста добычи нефти и ее обводненности;

прокладки трубопровода переменного диаметра.

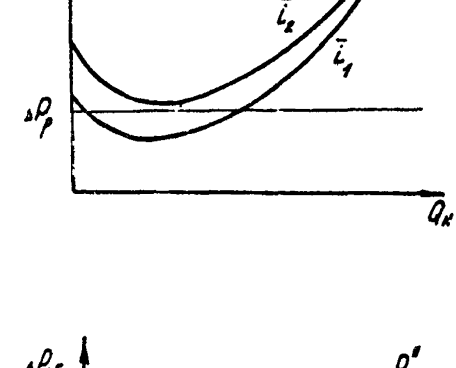

Рис. II. Изменение гидравлической характеристики трубопровода путем сглаживания профиля трассы ($d = const$, $\Gamma_{ср} = const$)

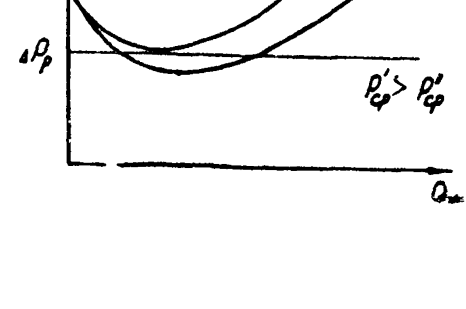

Рис. I2. Изменение гидравлической характеристики трубопровода путем изменения среднего давления ($d = const$, $\Gamma_{ср} = const$)

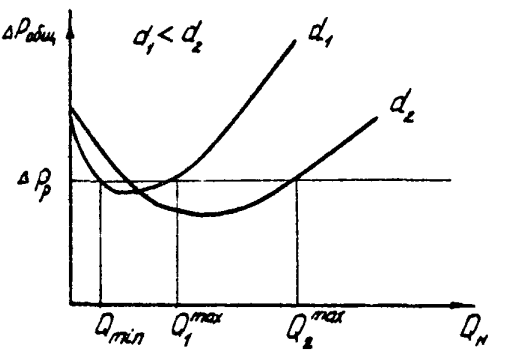

Рис. 13. Выбор диаметра трубопровода из двух ниток: $Q_2^{max} = 2Q^{max}$ (Γ_Φ = const)

ПРИЛОЖЕНИЕ

Краткая характеристика профиля трасс пролегания трубопроводов и основные формулы для гидравлического расчета

Характерные профили трасс пролегания трубопроводов приведены на рис.I4.

Рис.I4а. Профиль трассы относительно горизонтальный ($\Delta Z = 0$). Общий перепад давления $\Delta P_{об}$ определяется потерями на преодоление сопротивления трения движения смеси $\Delta P_{тр\,см}$ и рассчитывается по формулам(I8-24),п.п.4.I-4.4.

Рис.I4б. Профиль трассы в основном горизонтальный с наличием на длине ВС = l_2 подъемного участка с превышением $\Delta Z_{пд} = Z_к - Z_н$. Общий перепад давления определяется значением $\Delta P_г$ на общей длине L и $\Delta P_{гр\,пд}$ на участке ВС длиной l_2:

$$\Delta P_{см\,об} = \Delta P_{см\,г} + \Delta P_{гр\,пд} \qquad (5I)$$

$\Delta P_{см\,г}$ - определяется по формуле (I8), а

$$\Delta P_{гр\,пд} = \Delta Z_{пд}\, \rho_{см\,пд} \qquad (52)$$

$\rho_{см}$ - плотность смеси:

$$\rho_{см} = (1-\alpha_{пд})\rho' + \alpha_{пд}\rho'', \qquad (53)$$

где $\alpha_{пд}$ - истинное газосодержание на участке подъема. Определяется по формулам для горизонтально расположенных трубопроводов п.4.3.

Рис.I4с. Профиль трассы горизонтальный с наличием восходящего участка длиной l_2 (отрезок ВС) и участка спуска длиной l_4 (отрезок ДЕ). Превышение $\Delta Z = \Delta Z_{пд} = \Delta Z_{сп}$
Общий перепад давления определяется равенством:

$$\Delta P_{см\,об} = \Delta P_{см\,г}\,[1 + C_1 F_2] \qquad (54)$$

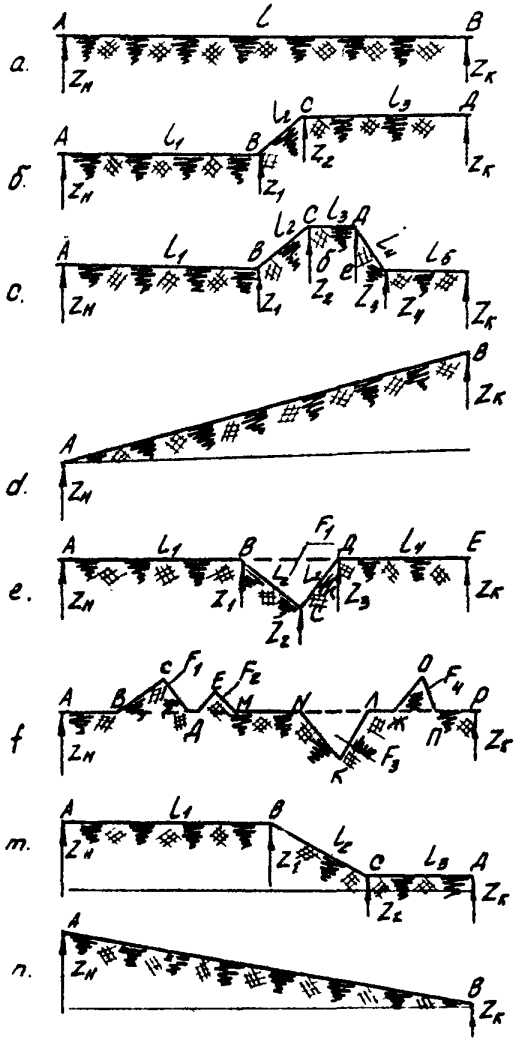

Рис. I4. Основные виды профиля трасс прокладки трубопроводов

$\Delta P_{см_т}$ - определяется по формуле (I8) п.4.I.

F_p - площадь, заключенная между линией профиля трассы и горизонтальной линией, проведенной из начальной точки трассы трубопровода, определяется с учетом вертикального и горизонтального масштабов из сокращенного профиля трассы пролегания трубопровода. Коэффициент C_1 определяется по эмпирической зависимости:

$$C_1 = a + b\beta - ce^{-d\beta} \qquad (55)$$

где $a = 7{,}9 \cdot 10^{-3}$; $b = -7{,}9 \cdot 10^{-3}$; $c = 2{,}0$; $d = 15{,}0$.

Рис.I4 d . Трасса на всей длине представляет подъемный участок с возвышением $\Delta Z_{пр}$. Общий перепад давления определяется равенством:

$$\Delta P_{см_{об}} = \Delta P_{см_т} + \Delta P_{гр_{пр}} - \Delta P_{см_т} + (\Delta Z \rho_{см})_{пр} \qquad (56)$$

Рис.I4 e . Профиль трассы относительно горизонтальный, на участке ВС длиной l_2 понижение от Z_1 до Z_2, а на участке СД длиной l_3 подъем от Z_2 до Z_3. Общий перепад давления определяется равенством (30):

$$\Delta P_{см_{об}} = \Delta P_{см_т}(1 + C_1 F_p) \qquad (57)$$

Рис.I4 f . Наиболее общий и характерный профиль трассы с наличием подъемов, спусков, провалов и горизонтальных участков.

Общий перепад давления определяется равенством:

$$\Delta P_{см_{об}} = \Delta P_{см_т}\left(1 + C_1 \sum_{i=1}^{n} F_{p_i}\right) \qquad (58)$$

Рис.I4 m . Профиль трассы трубопровода в целом относительно горизонтальный. На участке ВС длиной l_2 имеется нисходящий участок с понижением от Z_1 до $Z_2 = \Delta Z_{сд}$. В этом случае общий перепад давления $\Delta P_{об}$ на участках АВ и СД соответственно с длинами l_1 и l_3 определяется потерями на преодоление сопротивления

трения движения смеси $\Delta P_{T_{гор}}$ и на участке спуска потерями на преодоление сопротивления трения движения смеси $\Delta P_{T_{сп}}$ за вычетом гравитационных потерь $\Delta P_{гр_{сп}} = \Delta Z \rho_{см_{сп}}$. Выражение для $\Delta P_{об}$ можно представить в виде:

$$\Delta P_{об} = \Delta P_{T_{гор}} + (\Delta P_{T_{сп}} - \Delta P_{гр_{сп}}) \qquad (59)$$

Рис.I4 *п*. Трасса на всей длине представляет нисходящий участок с понижением от $Z_н$ и до $Z_к$, равным $\Delta Z_{сп}$. В этом случае общие потери можно представить в виде:

$$(\Delta P_{об})_{сп} = \Delta P_{T_{сп}} - \Delta P_{гр_{сп}} . \qquad (60)$$

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ВОПРОСАМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОДНОТРУБНЫХ СИСТЕМ СБОРА

РД 39-3-1034-84

Издание ВНИИСПТнефть

450055, г.Уфа, просп. Октября, 144/3

Редактор Л.В.Батурина

Технический редактор Л.А.Кучерова

Подписано к печати 18.07.84 г. П00179
Формат 90х60/16. Уч.-изд.л. 2,2. Тираж 150 экз.
Заказ 138

Ротапринт ВНИИСПТнефть

gost.e-ecolog.ru