ВНИИТнефть

РД 39-1-306-79

Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб

Куйбышев • 1980

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности
Всесоюзный научно-исследовательский институт разработки
и эксплуатации нефтепромысловых труб
(ВНИИТнефть)

Азербайджанский государственный научно-исследовательский
и проектный институт нефтяной промышленности
(Азнипинефть)

И Н С Т Р У К Ц И Я

по расчету колонн
насосно-компрессорных труб

РД 39-I-306-79

Куйбышев 1980

Инструкция содержит методики определения действующих нагрузок и прочностных расчетов колонн насосно-компрессорных труб для различных способов эксплуатации нефтяных, газовых и нагнетательных скважин. Кроме того, даны методики расчета колонн при различных способах воздействия на пласт и при освоении скважин.

Инструкция предназначена для предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Разработана Всесоюзным научно-исследовательским институтом разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб совместно с Азербайджанским научно-исследовательским и проектным институтом нефтяной промышленности.

Составители: А.Е.Сароян (Азнипинефть), С.А.Уланова, В.И.Белоцерковский, В.Ф.Кузнецов, В.Н.Пчелкин (ВНИИТнефть).

Утверждена заместителем министра нефтяной промышленности Э.М.Халимовым 25.12.1979 г.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб, 1980.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО РАСЧЕТУ КОЛОНН НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

РД 39-I-306-79

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 2I от II.0I.I980 г. срок введения установлен с 20.03.I980 г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Расчет колонн насосно-компрессорных труб (лифтовых колонн) производят с учетом максимальных действующих нагрузок. В инструкции приведены способы определения этих нагрузок и методики расчета колонн для основных моментов эксплуатации.

I.2. В результате расчета определяют конструкцию лифтовой колонны (толщины стенок, группы прочности, типы соединений труб по секциям и длины этих секций). При этом заданными считаются внутренний диаметр труб, глубина спуска колонны и технологические ограничения на ее конструкцию. Нормативные документы по выбору диаметра труб и глубины спуска колонны разработаны ВНИИнефть.

I.3. В формулах приняты следующие основные обозначения:

Глубина скважины, м	H
Интенсивность искривления скважины, градусов на I0 м	α_0
Расстояние от устья скважины, м:	
- до места установки пакера	h
- до уровня подъема жидкости в момент ее продавливания при компрессорном способе эксплуатации	h_0
- до уровня жидкости в скважине при насосной эксплуатации скважин	ℓ_0
- до рассматриваемого сечения колонны насосно-компрессорных труб	z
Длина лифтовой колонны, м	L
Длина i-й секции лифтовой колонны, м	ℓ_i
Удельный вес газа по воздуху (относительный)	$\bar{\gamma}$

Удельный вес, гс/см^3:

- насосно-компрессорных труб γ
- жидкости в колонне $\gamma_в$
- -"- за колонной $\gamma_н$
- жидкости, закачиваемой в скважину при освоении $\gamma_с$
- опрессовочной жидкости $\gamma_{оп}$
- нагнетаемой -"- $\gamma_{нг}$
- жидкости гидроразрыва $\gamma_г$
- песчано-жидкостной смеси при гидропескоструйной перфорации $\gamma_п$

Теоретический вес I м, кгс:

- лифтовой колонны g
- жидкости внутри колонны $g_в$
- -"- в кольцевом пространстве между насосно-компрессорными трубами и штангами $g_т$
- кабеля при эксплуатации электропогружными насосами $g_{кб}$
- песчано-жидкостной смеси в колонне при гидропескоструйной перфорации $g_п$
- хвостовика $g_{хв}$

Давление, кгс/см^2:

- избыточное внутреннее на глубине z $\rho_{виz}$
- избыточное наружное на глубине z $\rho_{низ}$
- на буфере в процессе работы скважины $\rho_{буф}$
- на забое $\rho_{заб}$
- пластовое $\rho_{пл}$
- внутреннее избыточное на устье (при закрытом устье) $\rho_{виу}$
- на устье при освоении скважины $\rho_с$
- при опрессовке колонны $\rho_{оп}$
- на буфере в момент установки гидравлического или гидромеханического пакера $\rho_п$
- пусковое при компрессорной эксплуатации $\rho_о$
- нагнетания на устье $\rho_н$
- гидроразрыва на устье $\rho_г$
- на устье при гидропескоструйной перфорации $\rho_{гп}$

- избыточное внутреннее, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести	$\rho_т$
- критическое избыточное наружное, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести	$\rho_{кр}$
Потери давления жидкости внутри колонны на единицу ее длины, кгс/см^2·м	$\Delta_т$
Нагрузка, кгс:	
- растягивающая осевая	$Q_р$
- осевая, связанная с влиянием температуры и давления	Q_1
- осевая сжимающая от веса колонны, передаваемого на пакер	$Q_{раз}$
- страгивающая	$Q_{стр}$
- допустимая осевая	$[Q]$
- осевая растягивающая, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести	$Q_т$
- критическая сжимающая, при которой нижняя часть колонны изогнется	$Q_{кр}$
- осевая, связанная с извлечением пакера	ΔQ
Вес, кгс:	
- штанговой колонны	$Q_{шт}$
- электропогружного насоса	$Q_н$
- хвостовика колонны	$Q_{хв}$
Температура, ^{o}К:	
- газа на устье	$T_{уст}$
- -"- на забое	$T_{заб}$
Коэффициент линейного расширения материала труб, I/^{o}C	a
Скорость движения жидкости (газа) в колонне, м/с	V
Критическая скорость движения жидкости (газа), при которой колонна изогнется, м/с	$V_{кр}$
Площадь, см^2:	
- поперечного сечения труб (кольцевого)	F
- по наружному диаметру труб	$F_н$
- проходного канала труб	$F_в$

- опасного сечения труб (по основной плоскости резьбы) F_0
- сечения штанговой колонны (средняя) $F_{шт}$
- плунжера $F_п$

Осевой момент сопротивления, $см^3$:
- сечения тела трубы W
- опасного сечения трубы (по основной плоскости резьбы) W_0

Осевой момент инерции сечения тела трубы, $см^4$ J

Модуль упругости материала труб, $кгс/см^2$ E

Жесткость труб, $кгс \cdot м^2$ EJ

Предел текучести материала труб, $кгс/см^2$ $\sigma_т$

Коэффициент Пуассона μ

Номинальные размеры насосно-компрессорной трубы, см:
- наружный диаметр D
- внутренний -"- d
- толщина стенки δ

Удлинение колонны, м Δ

Зазор между обсадной и лифтовой колоннами, см r

Коэффициент сжимаемости газа (Инструкция по исследованию газовых скважин. - М.: Недра, 1974) m

Коэффициент запаса прочности:
- на растяжение n_1
- на внутреннее давление n_2
- на наружное -"- n_3

2. ФОНТАННЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.I. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Конструкция эксплуатационной колонны

Интервалы искривленных участков профиля скважины и интенсивность искривления на этих участках

Диаметр, длина лифтовой колонны и другие технологические ограничения на колонну

Глубина скважины

Наибольшее давление на устье при освоении скважины

Буферное, забойное и пластовое давления в эксплуатируемой скважине

Давление на устье при установке пакера

Величина разгрузки колонны на пакер

Расстояние от устья скважины до места установки пакера

Температура в скважине на устье и на забое до начала и в процессе эксплуатации скважины

Удельный вес жидкости внутри колонны и в межтрубном пространстве:

при освоении;

при испытании на герметичность;

в процессе эксплуатации

Средняя скорость движения жидкости (газа)

2.2. ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА КОЛОННУ НАГРУЗКИ

Внутреннее (избыточное) давление

2.2.I. Внутреннее избыточное давление определяют как разность внутреннего и наружного давлений, установленных для одного и того же периода времени, в следующих случаях:

а. В колонне с пакером при закрытом устье (рис. I,а)

для нефтяных скважин

$$\rho_{вн z} = \rho_{пл} - 0{,}1\gamma_в H + 0{,}1(\gamma_в - \gamma_н) z ; \qquad (I)$$

для газовых скважин

$$\rho_{вн z} = \frac{\rho_{пл}}{exp\ \frac{0{,}0345\bar{\gamma}(H - z)}{T_{ср} m}} - 0{,}1\gamma_н z , \qquad (2)$$

где $T_{ср} = \frac{T_{уст} + T_{заб}}{2}$.

Наибольшее значение $\rho_{вн z} = \rho_{вн y}$ будет при $z = 0$.

Для удобства расчета $\rho_{вн z}$ по формуле (2) в приложении 5 приведены значения показательной функции.

Примечание. Расчет знаменателя в формуле (2) можно производить по упрощенной формуле $exp\,[0{,}1\cdot 10^{-3}\bar{\gamma}(H-z)]$.

б. При освоении скважин (рис. I,в)

$$\rho_{виz} = \rho_c + 0{,}1(\gamma_c - \gamma_н)z. \qquad (3)$$

В формуле (3) γ_c принимают одинаковым по всей длине колонны. При закачке газа $\gamma_c = 0$.

в. При установке гидравлического пакера

$$\rho_{виz} = \rho_п + 0{,}1(\gamma_в - \gamma_н)z. \qquad (4)$$

2.2.2. Расчет колонны по внутреннему избыточному давлению производят из условия испытания колонны на герметичность по формуле

$$\rho'_{виz} = 1{,}1\rho_{виу} + 0{,}1(\gamma_{оп} - \gamma_н)z, \qquad (5)$$

где $\rho_{виу}$ – максимальное из давлений, рассчитанных по формулам (I)-(4) для устья скважины при $z = 0$.

Примечание. Минимальное избыточное внутреннее давление на устье скважины при испытании колонны на герметичность $\rho_{оп}$ должно быть не ниже I20 кгс/см^2.

Наружное (избыточное) давление

2.2.3. Наружное избыточное давление определяют как разность наружного и внутреннего давлений, установленных для одного и того же периода времени, в следующих случаях:

а. В процессе эксплуатации без пакера (рис. I,б) для нефтяных скважин

$$\rho_{ниz} = \rho_{заб} - 0{,}1\gamma_ж(L-z) - [(\rho_{заб} - \rho_{буф})\frac{z}{L} + \rho_{буф}], \qquad (6)$$

где $\gamma_ж = \gamma_в = \gamma_н$;

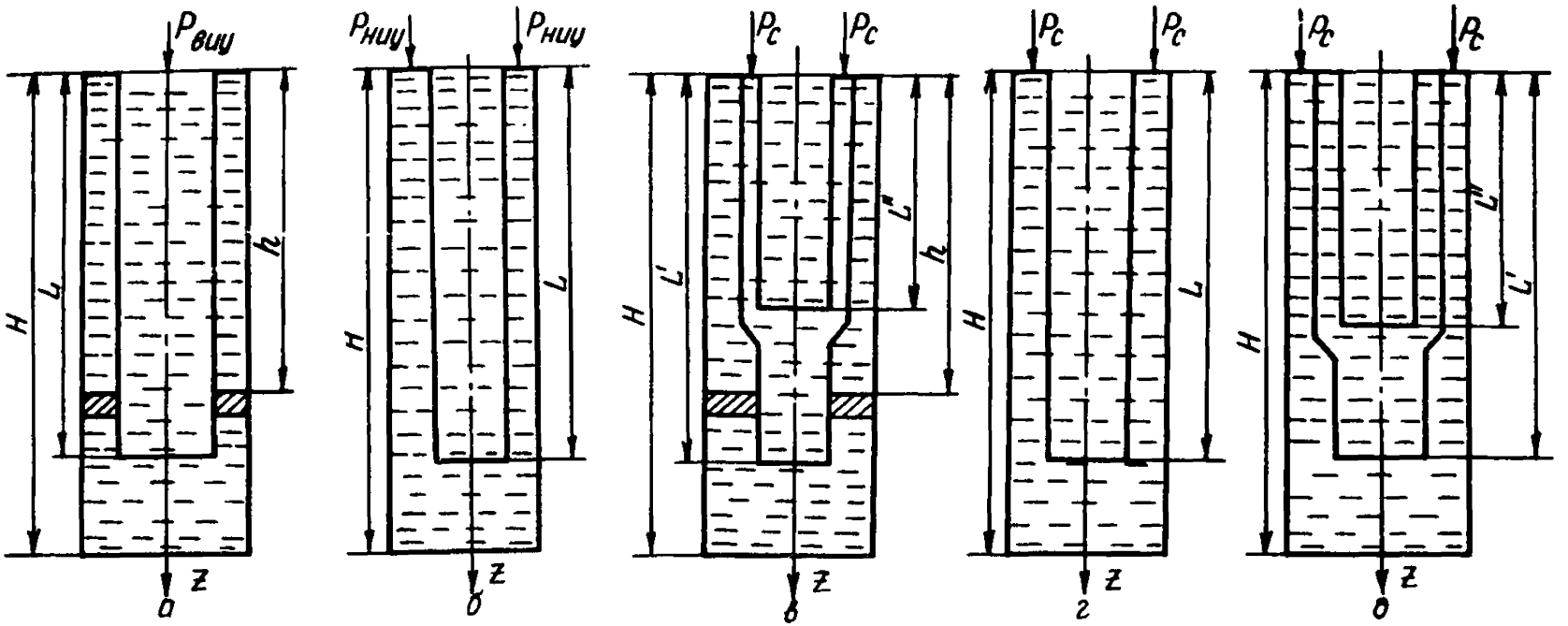


Рис. 1. Схемы эксплуатационных скважин с пакером (а), без пакера (б), в период освоения с пакером (в) и в период освоения при однорядном и двухрядном лифте (г, д)

для газовых скважин

$$p_{низ} = \frac{p_{заб}}{exp\,\frac{0{,}0345\,\bar{\gamma}\,(L-z)}{T_{ср}\,m}} - [(p_{заб} - p_{буф})\frac{z}{L} + p_{буф}]. \qquad (7)$$

Допускается принимать $L = H$.

б. При освоении скважины (рис. 1,г,д)

$$p_{низ} = p_c + 0{,}1\,(\gamma_c - \gamma_в)\,z. \qquad (8)$$

в. В процессе эксплуатации с пакером в момент закрытия клапана-отсекателя в нижней части колонны

$$p_{низ} = p_{ну} + 0{,}1\,(\gamma_н - \gamma_в)\,z, \qquad (9)$$

где $p_{ну}$ – затрубное устьевое давление (возможное при нарушении герметичности пакера или колонны). Для газовых скважин $\gamma_в = 0$.

2.2.4. Расчет колонн производят по наибольшему из значений наружного избыточного давления $p_{низ}$, полученному из формул (6)-(8) (колонны без пакера) и (8), (9) (колонны с пакером).

Осевая нагрузка

2.2.5. В общем случае осевую растягивающую нагрузку определяют по теоретическому весу спущенной колонны. Для лифтовых колонн, устанавливаемых с гидравлическим пакером, растягивающую нагрузку определяют по максимальному ее значению (в момент раскрытия пакера). Участок лифтовой колонны над пакером может быть подвержен действию осевой сжимающей нагрузки.

а. В общем случае осевую растягивающую нагрузку в верхней части произвольной j -й секции определяют по формуле

$$Q_{pj} = \sum_{i=1}^{j} q_i \ell_i. \qquad (10)$$

Если колонну испытывают на герметичность,

$$Q_{\rho j} = \sum_{i=1}^{j} g_i \ell_i + \rho'_{вн2} F_в \,. \qquad (II)$$

б. Осевую растягивающую нагрузку в верхней части произвольной j -й секции колонны, устанавливаемой с гидравлическим пакером, определяют по формулам:

при установке пакера

$$Q_{\rho j} = \sum_{i=1}^{j} g_i \ell_i + \rho_п F_в \,; \qquad (I2)$$

при извлечении пакера

$$Q_{\rho j} = \sum_{i=1}^{j} g_i \ell_i + \Delta Q \,. \qquad (I3)$$

Дополнительная осевая нагрузка ΔQ определяется техническими характеристиками пакера.

в. Осевую растягивающую нагрузку на колонну при установке механического пакера определяют по формуле (I0), а сжимающую Q_c (в сечении $z = h$) – по формуле

$$Q_c = Q_{раз} \,. \qquad (I4)$$

г. Осевую растягивающую нагрузку на колонну при установке гидромеханического пакера определяют по формуле (I2), а осевую сжимающую – по формуле (I4).

д. Осевую нагрузку, действующую на колонну с пакером в процессе эксплуатации скважины, определяют из выражения

$$Q_{\rho j} = \sum_{i=1}^{j} g_i \ell_i - Q_1 \,, \qquad (I5)$$

где

$$Q_1 = Q_{раз} \pm Q_t + 0{,}0235 h (D^2 \gamma_н - d^2 \gamma_в) - 0{,}47 \rho_{буф} d^2; \qquad (I6)$$

Q_t – осевое усилие, обусловленное изменением температуры колонны [знак (+) – при нагреве, (–) – при охлаждении колонны].

$$Q_t = aEF\Delta t; \qquad (I7)$$

F, D и d (средние значения) для колонн, составленных из труб разных диаметров и толщин стенок, определяют по формулам

$$F = \frac{\sum_{i=1}^{i} F_i \ell_i}{L}; \quad D = \frac{\sum_{i=1}^{i} D_i \ell_i}{L}; \quad d = \frac{\sum_{i=1}^{i} d_i \ell_i}{L}; \qquad (I8)$$

Δt – средняя температура нагрева (охлаждения) колонны, °С.

Приближенное значение средней температуры нагрева (охлаждения) колонны определяют по формуле

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2}, \qquad (I9)$$

где t_1, t_2 – температура до начала эксплуатации скважины соответственно на устье и на забое, °С;

t_3, t_4 – температура в процессе эксплуатации скважины соответственно на устье и на забое, °С.

Допускается принимать температуру колонны (t_1, t_2, t_3, t_4) равной температуре жидкости в скважине до начала и в процессе ее эксплуатации.

Для колонн, устанавливаемых с гидравлическим пакером, в формуле (I6) $Q_{раз} = 0$.

2.2.6. Расчетную растягивающую нагрузку для колонн, устанавливаемых с гидравлическим пакером, определяют по максимальному из значений, рассчитанных по формулам (I2) или (II) (если колонну испытывают на герметичность), (I3) и (I5), расчетную сжимающую – по формуле (I6).

2.2.7. Расчетную растягивающую нагрузку для колонн, устанавливаемых с механическим пакером, определяют по максимальному из значений, рассчитанных по формулам (I0) или (II) и (I5), расчетную сжимающую – соответственно по формулам (I4) и (I6).

2.2.8. Расчетную растягивающую нагрузку для колонн, устанавливаемых с гидромеханическим пакером, определяют по максимальному из значений, рассчитанных по формулам (I2) или (II) и (I5), расчетную сжимающую - соответственно по формулам (I4) и (I6).

2.3. ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБ. КОЭФФИЦИЕНТЫ ЗАПАСОВ ПРОЧНОСТИ

Расчет на растяжение

2.3.I. Осевую растягивающую (страгивающую) нагрузку, при которой в резьбовом соединении гладких труб по ГОСТ 633-63 напряжения достигают предела текучести, определяют по формуле Яковлева-Шумилова

$$Q_{стр} = \frac{\pi D_c \beta \sigma_т}{1 + \eta \frac{D_c}{2\ell} ctg(\alpha + \varphi)}, \qquad (20)$$

где D_c - средний диаметр сечения по впадине первого полного витка резьбы (в основной плоскости), см;

$$D_c = D - 2h - \beta;$$

h - глубина резьбы, см;

β - толщина стенки трубы по впадине того же витка, см;

ℓ - длина резьбы с полным профилем (до основной плоскости), см;

α - угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы, равный 60°;

φ - угол трения, принимаемый в расчете равным 7°;

η - коэффициент разгрузки. $\eta = \beta/(\delta + \beta)$.

Численные значения $Q_{стр}$ приведены в табл. 2 приложения I.

2.3.2. Расчет на растяжение равнопрочных труб с высаженными наружу концами по ГОСТ 633-63 производят исходя из прочности тела трубы:

$$Q_T = \pi D \delta \sigma_T . \qquad (2I)$$

Численные значения растягивающей нагрузки Q_T приведены в табл. 3 приложения I.

2.3.3. Для труб с резьбой трапецеидального профиля типа НКМ страгивающие нагрузки приведены в табл. 4 приложения I.

2.3.4. Безмуфтовые трубы типа НКБI имеют соединение, обладающее большей прочностью, чем тело гладкой части трубы, поэтому расчет ведут исходя из прочности тела трубы по формуле (2I).

2.3.5. Растягивающая нагрузка, определенная по формулам (I0)-(I3) и (I5), не должна превышать допускаемого значения $[Q]$. Для равнопрочной конструкции труб $[Q] = Q_T/n_1$, неравнопрочной конструкции $[Q] = Q_{стр}/n_1$.

Коэффициент запаса прочности для вертикальных скважин n_1 принимают равным I,3.

Для наклонно направленных и искривленных скважин коэффициент запаса прочности определяют в зависимости от интенсивности искривления d_0 по рис. 2, 3.

Расчет на избыточное давление

2.3.6. Внутреннее избыточное давление, при котором наибольшие напряжения в трубе достигают предела текучести, определяют по формуле

$$p_T = 0{,}875 \cdot 2\delta\sigma_T / D . \qquad (22)$$

Избыточное внутреннее давление не должно превышать допускаемого значения, т.е. $p_{вн} \leq p_T/n_2$. Коэффициент запаса прочности n_2 принимают равным I,32. Численные значения p_T приведены в табл. 5 приложения I.

2.3.7. Наружное избыточное давление, при котором наибольшие напряжения в трубе достигают предела текучести, определяют по формуле Г.М.Саркисова

$$p_{кр} = 1{,}1 K_{min} \left\{ \sigma_\rho + E K_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 K_{min}}\right) - \right.$$

$$\left. - \sqrt{\left[\sigma_\rho + E K_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 K_{min}}\right)\right]^2 - 4 E K_0^2 \rho \sigma_\rho} \right\}, \qquad (23)$$

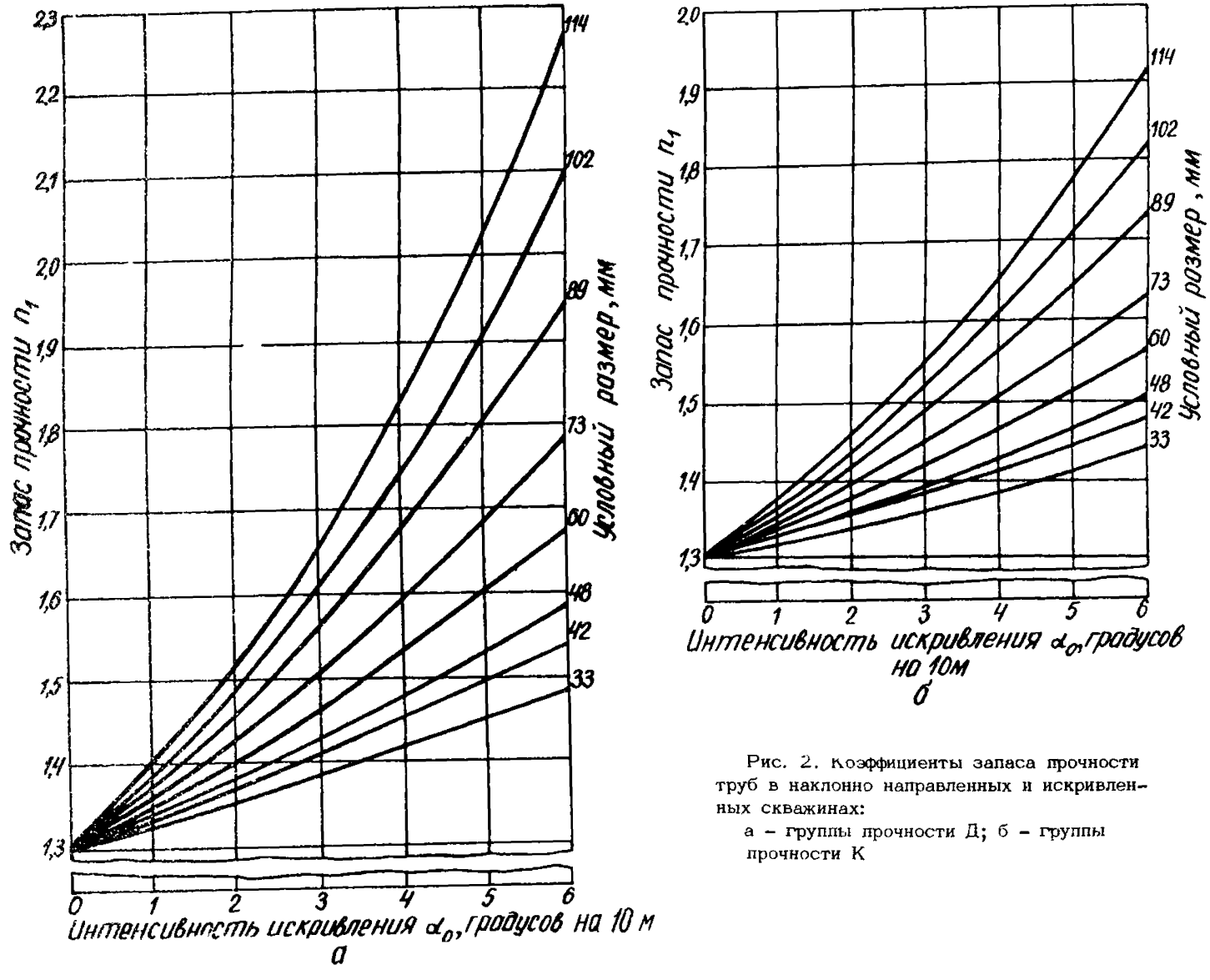
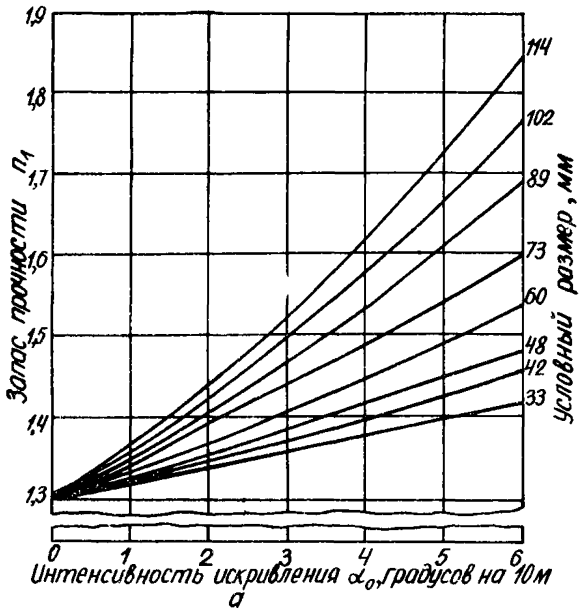
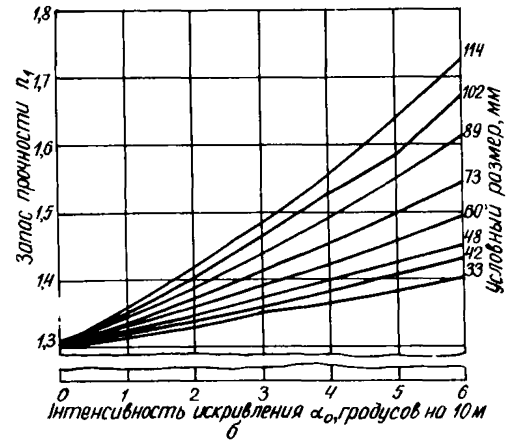


Рис. 2. Коэффициенты запаса прочности труб в наклонно направленных и искривленных скважинах:

а – группы прочности Д; б – группы прочности К





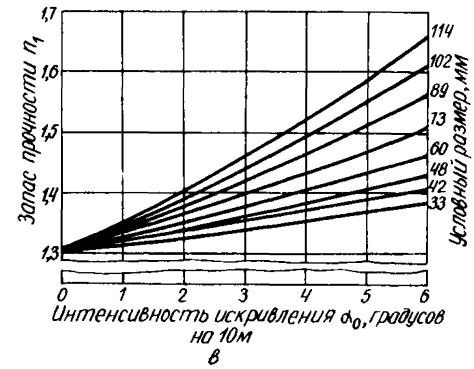


Рис. 3. Коэффициенты запаса прочности труб в наклонно направленных и искривленных скважинах:

а – группы прочности Е; б – группы прочности Л; в – группы прочности М

где $K_{min} = \delta_{min}/D$; $K_0 = \delta_0/D$; $E = 2{,}1 \cdot 10^6$ кгс/см^2 (для стали);

σ_ρ - предел пропорциональности, который принимают равным пределу текучести материала труб, кгс/см^2;

δ_{min}, δ_0 - расчетные толщины, определяемые по формулам

$$\delta_{min} = 0{,}875\,\delta; \qquad \delta_0 = \delta \sqrt[3]{0{,}5\left[\left(\frac{1}{1+0{,}01\lambda}\right)^3 + 0{,}667\right]};$$

$\rho = \delta_0/\delta_{min}$;

λ - положительный допуск на наружный диаметр, %;

e - овальность.

Значения $\rho_{кр}$, рассчитанные по формуле (23), приведены в табл. 5 приложения I.

Избыточное наружное давление не должно превышать допускаемого значения, т.е. $\rho_{низ} \leqslant \rho_{кр}/n_3$.

Коэффициент запаса прочности n_3 принимают равным I,I5.

Расчет на прочность с учетом наружного избыточного давления

2.3.8. При совместном действии растягивающей осевой нагрузки и наружного сминающего давления условие прочности для тела трубы определяют из выражения

$$\frac{Q_\rho}{F} + 1{,}15\,\frac{\rho_{низ} D}{2\delta} \leqslant \frac{\sigma_1}{n_1}. \qquad (24)$$

Расчет на устойчивость

2.3.9. Критическую сжимающую нагрузку, при которой колонна подвергнется продольному изгибу, определяют из выражения

$$Q_{кр} = 3{,}35 \sqrt[3]{E J q^2}. \qquad (25)$$

2.3.I0. Для свободно подвешенной колонны критическую скорость движущейся жидкости (газа) определяют из выражения

$$V_{кр} = \sqrt{2{,}55 \frac{g\delta}{g_\delta} \sqrt[3]{E J (q - q_ж + \Delta_T F_B)^2}}, \qquad (26)$$

где $q_в = 0{,}1\gamma_ж F_в$; $q_ж = 0{,}1\gamma_ж F$; $\gamma_ж = \gamma_в = \gamma_н$.

При этом длина колонны должна быть больше

$$L = 4{,}18\sqrt[3]{\frac{EJ}{(q - q_ж + \Delta_T F_в)}} \cdot \qquad (27)$$

Примечания:

I. Для колонн, составленных из труб разных диаметров и толщин стенок, значения q, $q_в$, F, $F_в$, EJ, входящие в формулы (25)-(27), принимают для первой снизу секции колонны.

2. Потери давления Δ_T допускается определять из зависимости

$$\Delta_T = \frac{\rho_{заб} - \rho_{буф} - 0{,}1\gamma_в H}{L} \cdot \qquad (28)$$

2.3.II. Условие прочности для изогнутого участка нижней части колонны над пакером $(z = h)$ определяют из выражений:

а. При установке механического или гидромеханического пакера

$$Q_{раз}\left(\frac{1}{F_0} + \frac{r}{2W_0}\right) \leqslant \frac{\sigma_T}{n_1} \cdot \qquad (29)$$

б. В процессе эксплуатации скважины при $Q_1 > 0$

$$\frac{[\rho_{вну} + 0{,}1(\gamma_в - \gamma_н)h]D}{2\delta} + \frac{Q_1}{F_0} + \frac{0{,}2r}{W_0}[Q_1 + (\rho_{вну} + 0{,}1\gamma_в h)F_в - 0{,}1\gamma_н h F_н] \leqslant \sigma_T/n_1, \qquad (30)$$

где Q_1 определяют по формуле (I6);

$\rho_{вну}$ - по формуле (I) или (2).

Для равнопрочных труб F_0 и W_0 принимают равными соответственно F и W.

Значения F_0, F, W_0 и W приведены в табл. 6 приложения I.

Расчет удлинения колонны

2.3.I2. Удлинение свободно подвешенной колонны, погруженной в жидкость, определяют по формулам:

а. Колонна состоит из труб одного диаметра с одной толщиной стенки

$$\Delta = \frac{0,1L^2}{2E}[\gamma - 2\gamma_в(1-\mu)]. \qquad (3I)$$

б. Колонна состоит из труб двух диаметров или из труб с двумя толщинами стенок

$$\Delta = \frac{Q_1 L_1}{2EF_1} + \frac{(2Q_1+Q_2)L_2}{2EF_2} + \frac{0,1\mu\gamma_в(L_1+L_2)^2}{E} -$$
$$- \frac{0,1\gamma_в}{E}\left[\frac{L_2^2(F_2-F_1)}{F_2} + \frac{(L_1+L_2)(L_1F_2+L_2F_1)}{F_2}\right]. \qquad (32)$$

в. Колонна состоит из труб одного диаметра с одной толщиной стенки и находится под действием устьевого давления (например, в период установки гидравлического пакера)

$$\Delta = \frac{0,1L^2}{2E}[\gamma - 2\gamma_в(1-\mu)] + \frac{(1-2\mu)F_в L \rho_{буф}}{EF}. \qquad (33)$$

г. Колонна состоит из труб двух диаметров или из труб с двумя толщинами стенок и находится под действием устьевого давления

$$\Delta = \Delta_1 + \frac{(1-2\mu)\rho_{буф}}{E}\left(\frac{F_{в1}^2 L_1}{F_1} + \frac{F_{в2}^2 L_2}{F_2}\right), \qquad (34)$$

где Δ_1 определяют по формуле (3I); $\mu = 0,3$;

Q_1, Q_2 – вес труб нижней и верхней частей колонны, кгс;

F_1, F_2 – средние площади сечений труб нижней и верхней частей колонны, $см^2$;

$F_{в1}, F_{в2}$ – средние площади проходных каналов труб нижней и верхней частей колонны, $см^2$;

L_1, L_2 – длины нижней и верхней частей колонны, м.

2.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЛИФТОВЫХ КОЛОНН

2.4.I. Расчет производят для колонн одноступенчатых (состоящих из труб одного диаметра) и многоступенчатых (состоящих из труб нескольких диаметров). Каждая ступень может включать несколько секций, в которых трубы отличаются группой прочности и толщиной стенки.

2.4.2. Диаметр лифта и длину ступеней выбирают с учетом условий эксплуатации и технологических ограничений.

2.4.3. Затем подбирают трубы для I-й секции колонны. Для этого по формуле (5) определяют значения $\rho'_{вн z}$ при $z = L$ и по табл. 5 приложения I находят выбранные трубы с $\rho_т \geqslant n_2 \rho'_{вн}$.

2.4.4. Длину I-й (нижней) секции колонны, устанавливаемой с гидравлическим или гидромеханическим пакером, определяют из выражения

$$\ell_1 = \frac{Q_{стр1}/n_1 - Q_д}{g_1}, \qquad (35)$$

где $Q_д$ большее из значений $\rho_п F_в$ или ΔQ.

Длины последующих секций ($j \geqslant 2$) будут равны

$$\ell_j = \frac{Q_{стрj}/n_1 - \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i g_i - Q_д}{g_j}. \qquad (36)$$

Значение $F_в$ принимают по нижней секции рассматриваемой ступени. Например, при расчете I-й ступени двухступенчатой колонны $F_в$ равна площади проходного канала труб I-й (нижней) секции, при переходе к расчету труб 2-й (верхней) ступени $F_в$ принимают по площади проходного канала нижних труб этой ступени.

Примечание. Если колонну испытывают на герметичность, значение $Q_д$ в формулах (35) и (36) принимают равным большему из значений $\rho'_{вн z} F_в$ или ΔQ.

2.4.5. Длину I-й секции свободно подвешенной колонны или колонны, устанавливаемой с механическим пакером, определяют из выражения

$$\ell_1 = Q_{стр\,1}/n_1 q_1 . \qquad (37)$$

Длины последующих секций ($j \geqslant 2$) будут равны

$$\ell_j = \frac{Q_{стр\,j}/n_1 - \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i q_i}{q_j} . \qquad (38)$$

В частном случае, если нет ограничений на длины ступеней,

$$\ell_j = \frac{Q_{стр\,j}/n_1 - \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i q_i}{q_j} = \frac{Q_{стр\,j} - Q_{стр(j-1)}}{n_1 q_j} . \qquad (39)$$

Примечание. Если колонну испытывают на герметичность, длины секций определяют по формулам (35) и (36), при этом $Q_д = p'_{вн2} F_в$.

2.4.6. Если ℓ_1 меньше заданной длины, то переходят к расчету следующей секции, составленной из труб с более высокими прочностными показателями. Расчет секций ведут, пока их суммарная длина не будет равна общей длине колонны.

Примечания:

I. Для труб равнопрочных конструкций в формулы (35)-(39) вместо $Q_{стр}$ подставляют значения $Q_т$, рассчитанные по формуле (2I) или взятые из табл. 3 приложения I.

2. Расчет колонн ведут из условия обеспечения ее наименьшей стоимости.

2.4.7. Одновременно с расчетом длины каждой секции верхнюю трубу секции проверяют на избыточное давление (внутреннее или наружное).

а. Величину внутреннего избыточного давления определяют для условий испытания на герметичность по формуле (5). Согласно пункту 2.3.6 определяют фактический коэффициент запаса n_2 . Если n_2 меньше допускаемого значения (I,32), то расчет длины секции производят по внутреннему давлению.

Для этого определяют глубину x , на которой $p_{вн2} = p_т/n_2$, по формуле

$$z = \frac{P_T/n_2 - P'_{внz}}{0{,}1(\gamma_{ал} - \gamma_н)}. \qquad (40)$$

Длина рассматриваемой секции будет равна

$$\ell_j = L - z - \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i .$$

б. Величину наружного избыточного давления определяют согласно п.2.2.4.

Согласно п. 2.3.7 определяют фактический коэффициент запаса n_3, а из выражения (24) - коэффициент запаса n_1 [значения Q_p при этом определяют по формуле (I0)].

Если n_3 меньше допускаемого значения (I,I5), то трубы проверяемой секции заменяют более прочными.

Если n_1 меньше допускаемого значения, то расчет длины секции производят из условия совместного действия растягивающей нагрузки и наружного давления по формуле

$$\ell_j = \frac{(\sigma_T/n_1 - 1{,}15 p_{внz} D_j/2\delta_j) F_j - \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i q_i}{q_j}; \qquad (4I)$$

при $j = 1$

$$\ell_1 = \frac{(\sigma_T/n_1 - 1{,}15 p_{внz} D_1/2\delta_1) F_1}{q_1}, \qquad (42)$$

где $p_{внz}$ - наружное избыточное давление, определяемое из п.2.2.4 при $z = L - \sum_{i=1}^{j} \ell_i$;

ℓ_i - длины секций, рассчитанные согласно пп. 2.4.4.-2.4.6.

2.4.8. Рассчитанную колонну с пакером проверяют на прочность из условия воздействия температур и давления в процессе эксплуатации.

Если нагрузка Q_1, рассчитанная по формуле (I6), величина отрицательная, то определяют растягивающую нагрузку по формуле (I5) и коэффициент запаса прочности из выражения

$$n_{1j} = \frac{Q_{стрj}}{\sum_{i=1}^{j} l_i q_i - Q_1} . \qquad (43)$$

Если Q_1 величина положительная и ее значение выше $Q_{кр}$, определенного по формуле (25), то находят коэффициент запаса прочности для сжатого и изогнутого участка над пакером из выражения (30). Для колонн с механическим или гидромеханическим пакером дополнительно проверяют условие (29).

Если коэффициент запаса прочности n_1 при этом ниже допускаемого, то трубы проверяемой секции заменяют более прочными.

2.4.9. В наклонно направленных и искривленных скважинах выделяют по длине колонны интервал с максимальной интенсивностью искривления ствола. Для части колонны, находящейся ниже верхней точки этого интервала, коэффициент запаса прочности на растяжение выбирают согласно рис. 2, 3.

Для труб, находящихся выше верхней точки этого интервала, коэффициент n_1 определяют по интенсивности искривления скважины на рассматриваемом участке и т.д.

В скважинах с интенсивностью искривления до 1° на I0 м допускается рассчитывать колонны, как для вертикальных скважин.

2.4.I0. Для свободно подвешенной колонны определяют критическую скорость движения жидкости (газа) по формуле (26). Среднюю скорость рекомендуется поддерживать ниже критической. Если средняя скорость выше критической, то в нижней части колонны рекомендуется устанавливать центрирующие фонари.

3. КОМПРЕССОРНЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.I. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Интервалы искривленных участков профиля скважины и интенсивность искривления на этих участках

Диаметр, длина лифтовой колонны и другие технологические ограничения на колонну

Пусковое давление

Удельный вес жидкости в процессе эксплуатации

Средняя скорость движения жидкости

3.2. ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА КОЛОННУ НАГРУЗКИ

Внутреннее (избыточное) давление

3.2.I. Максимальное внутреннее (избыточное) давление имеет место в момент пуска скважины, когда давление нагнетаемого газа достигает максимума p_0. При этом избыточное внутреннее давление испытывают:

а) насосно-компрессорные трубы однорядного подъемника центральной системы (рис. 4,а);

б) насосно-компрессорные трубы наружного (I-го) ряда двухрядного подъемника кольцевой системы (рис. 4,в).

Внутреннее избыточное давление принимают равным:

на участке $0 \le z \le h_0$ $p_{изб\,z} = p_0$; (44)

-"- -"- $h_0 < z \le L$ $p_{изб\,z} = p_0 - 0{,}1\gamma_н (z - h_0)$. (45)

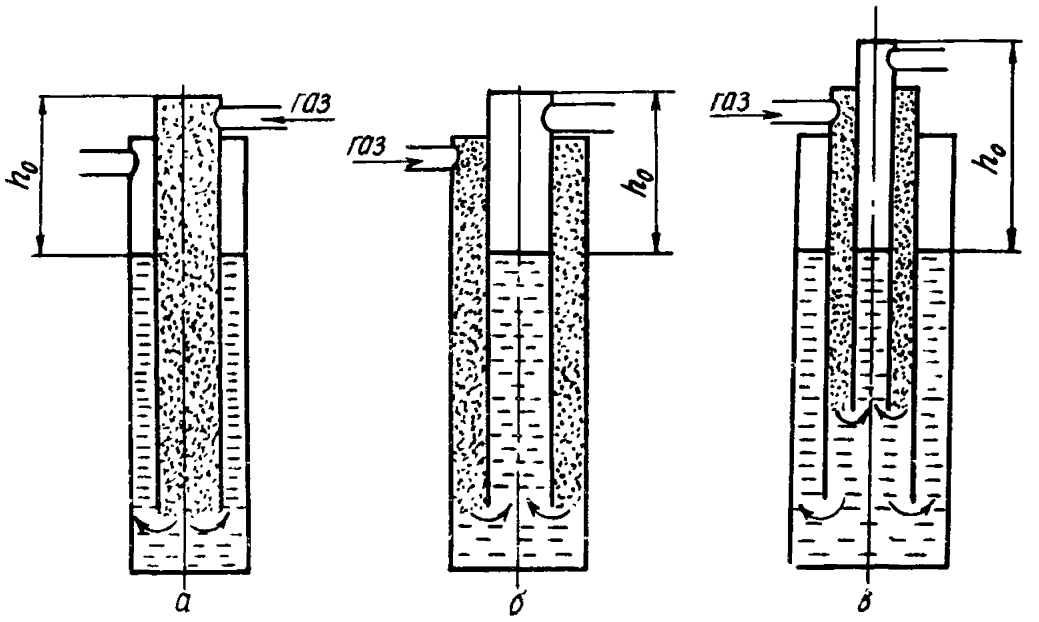


Рис. 4. Схемы уровней в скважине в момент ее пуска в эксплуатацию (момент оттеснения жидкости газом до башмака колонны насосно-компрессорных труб):
а - однорядный подъемник центральной системы; б - однорядный подъемник кольцевой системы; в - двухрядный подъемник кольцевой системы

Наружное (избыточное) давление

3.2.2. Максимальное наружное (избыточное) давление имеет место в момент пуска скважины. При этом наружное избыточное давление испытывают:

а) насосно-компрессорные трубы однорядного подъемника кольцевой системы (рис. 4,б);

б) насосно-компрессорные трубы внутреннего ряда двухрядного подъемника кольцевой системы (рис. 4,в).

Наружное избыточное давление принимают равным:

на участке $0 \leq z \leq h_0$ $p_{нz} = p_0$; (46)

-"- -"- $h_0 < z \leq L$ $p_{нz} = p_0 - 0{,}1\gamma_в(z - h_0)$. (47)

3.2.3. Осевую растягивающую нагрузку определяют по формуле (10).

3.3. ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТИ ТРУБ. КОЭФФИЦИЕНТЫ ЗАПАСОВ ПРОЧНОСТИ

3.3.1. Расчет на растяжение, внутреннее и наружное давления и определение критической скорости движущейся жидкости производят согласно разделу 2.3 по формулам (20)-(24), (26).

3.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЛИФТОВЫХ КОЛОНН

3.4.1. С учетом условий эксплуатации и технологических ограничений выбирают диаметр лифта и определяют длины ступеней.

3.4.2. Согласно п. 2.4.3 подбирают трубы для I-й секции колонны. Внутреннее избыточное давление $p_{вz}$ при этом определяют в соответствии с п. 3.2.1.

3.4.3. Из условия прочности на растяжение находят длины секций колонны по формулам (37)-(39). Дальнейший расчет аналогичен приведенному в пп. 2.4.6, 2.4.9, 2.4.10.

3.4.4. Одновременно с расчетом длины каждой секции верхнюю трубу секции проверяют на избыточное давление (внутреннее или наружное) аналогично п.2.4.7.

Величину внутреннего избыточного давления при этом определяют в соответствии с п.3.2.1.

Если коэффициент запаса прочности n_2 меньше допускаемого, то расчет длины этой секции производят по внутреннему давлению согласно п.2.4.7а.

Величину наружного избыточного давления определяют из п.3.2.2. Дальнейший расчет производят согласно п.2.4.7б.

4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

4.I. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Интервалы искривленных участков профиля скважины и интенсивность искривления на этих участках

Диаметр, длина лифтовой колонны и другие технологические ограничения на колонну

Удельный вес жидкости в процессе эксплуатации

Уровень (динамический) жидкости в скважине

Средняя площадь сечения штанговой колонны

Площадь плунжера насоса

Вес штанг

4.2. ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА КОЛОННУ НАГРУЗКИ

Внутреннее (избыточное) давление

4.2.I. Внутреннее избыточное давление определяют как разность гидростатических давлений внутри колонны и за колонной (рис. 5).

Величина избыточного давления равна

на участке $0 < z \le \ell_0$ $\rho_{вн z} = 0{,}1\,\gamma_ж\, z$, (48)

где $\gamma_ж = \gamma_в = \gamma_н$;

на участке $\ell_0 < z \le L$ $\rho_{вн z} = 0{,}1\,\gamma_ж\,\ell_0$. (49)

4.2.2. Осевую растягивающую нагрузку определяют как суммарный вес колонны, жидкости в трубах и насосных штанг. Растягивающая нагрузка, действующая в верхней части произвольной j-й секции, равна

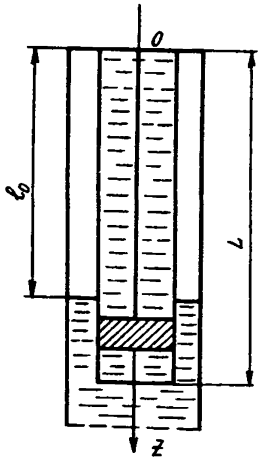


Рис. 5. Схема эксплуатации глубинным насосом

$$Q_{pj} = \sum_{i=1}^{j} \ell_i (q_i + q_{Ti}) + \\ + q_{Tj} \left(L - \sum_{i=1}^{j} \ell_i\right) + Q_{шт} \qquad (50)$$

где $q_{Ti} = 0{,}1 \gamma_в (F_{вi} - F_{шт})$;

$F_{вi}$ – площадь проходного канала труб i-й секции.

4.3. ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБ. КОЭФФИЦИЕНТЫ ЗАПАСОВ ПРОЧНОСТИ

4.3.I. Расчет на растяжение и внутреннее избыточное давление производят согласно разделу 2.3 по формулам (20)-(22).

4.3.2. Длину колонны ℓ_0, при которой происходит потеря устойчивости нижнего участка колонны (критическую длину $\ell_{кр}$), определяют по формуле

$$\ell_{кр} = \frac{2{,}55 \sqrt[3]{E\mathcal{J}(q+q_T)^2} + Q_{хв}}{0{,}1 \gamma_в (F_п - F_{шт})}, \qquad (5I)$$

где $q_T = 0{,}1 \gamma_в (F_в - F_{шт})$. (52)

Для многоступенчатой колонны значения $F_в$ и q принимают по I-й (нижней) секции.

4.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОЛОНН

4.4.I. Диаметр и длину ступеней выбирают с учетом условий эксплуатации и технологических ограничений.

4.4.2. Из условия прочности на растяжение находят допустимые длины секций колонны.

Длина I-й секции (j = I)

$$\ell_1 = \frac{Q_{стр1}/n_1 - (Q_{шт} + q_{т1} L + Q_{хв})}{q_1} . \qquad (53)$$

Длины последующих секций ($j \geqslant 2$) определяют из выражения

$$\ell_j = \frac{Q_{стрj}/n_1 - [Q_{шт} + \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i (q_i + q_{тi}) + q_{тj} (L - \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i) + Q_{хв}]}{q_j} . \qquad (54)$$

В частном случае при расчете колонны, состоящей из труб одного диаметра и одной толщины стенки, $q_{тi} = q_{тj} = q_{т1}$, тогда

$$\ell_j = \frac{Q_{стрj}/n_1 - [\sum_{i=1}^{j-1} \ell_i q_i + Q_{шт} + Q_{хв} + q_{т1} L]}{q_j} = \frac{Q_{стрj} - Q_{стр(j-1)}}{n_1 q_j} . \qquad (55)$$

Примечания:

I. Хвостовик рассчитывают по формулам (37)-(39).

2. При отсутствии хвостовика в формулах (53)-(55) $Q_{хв} = 0$.

4.4.3. Выбор коэффициента запаса прочности n_1 для колонн наклонно направленных и искривленных скважин производят по п. 2.4.9.

4.4.4. Чтобы обеспечить устойчивость и прямолинейность колонны в том случае, когда ℓ_0 больше критической длины, рассчитанной по формуле (5I), рекомендуется в нижней части устанавливать утяжеленные трубы. Вес этих труб должен быть равен

$$Q = 0{,}1 \gamma_в (F_п - F_{шт}) \ell_0 .$$

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ЭЛЕКТРОПОГРУЖНЫМИ НАСОСАМИ

5.I. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Интервалы искривленных участков профиля скважины и интенсивность искривления на этих участках

Диаметр, длина лифтовой колонны и другие технологические ограничения на колонну

Уровень (динамический) жидкости в скважине

Удельный вес жидкости в процессе эксплуатации

Вес электропогружного насоса

Теоретический вес I м кабеля

5.2. ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА КОЛОННУ НАГРУЗКИ

5.2.I. Внутреннее избыточное давление определяют согласно п.4.2.I.

5.2.2. Осевую растягивающую нагрузку определяют как суммарный вес колонны, жидкости в трубах, электропогружного насоса и кабеля. Растягивающая нагрузка, действующая в верхней части произвольной j-й секции, равна

$$Q_{pj} = Q_H + \sum_{i=1}^{j} \ell_i \left(q_i + q_{Bi} + q_{K\delta}\right) + q_{Bj}\left(L - \sum_{i=1}^{j} \ell_i\right). \qquad (56)$$

5.3. ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТИ ТРУБ. КОЭФФИЦИЕНТЫ ЗАПАСОВ ПРОЧНОСТИ

5.3.I. Расчет на растяжение и внутреннее избыточное давление производят согласно разделу 2.3 по формулам (20)-(22).

5.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОЛОНН

5.4.I. Диаметр и длину ступеней выбирают с учетом условий эксплуатации и технологических ограничений.

5.4.2. Из условия прочности на растяжение находят допустимые длины секций.

Длину I-й секции определяют по формуле

$$\ell_1 = \frac{Q_{стр1}/n_1 - (Q_н + g_{в1} L)}{g_1 + g_{кб}}, \qquad (57)$$

длины последующих секций ($j \geqslant 2$) – из выражения

$$\ell_j = \frac{Q_{стрj}/n_1 - [Q_н + \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i (g_i + g_{вi} + g_{кб}) + g_{вj} (L - \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i)]}{g_j + g_{кб}}. \qquad (58)$$

В частном случае для колонны, состоящей из труб одного диаметра и одной толщины стенки, $g_{вi} = g_{вj} = g_{в1}$, тогда

$$\ell_j = \frac{Q_{стрj}/n_1 - [Q_н + \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i (g_i + g_{кб}) + g_{в1} L]}{g_j + g_{кб}} = \frac{Q_{стрj} - Q_{стр(j-1)}}{n_1 g_j}. \qquad (59)$$

5.4.3. Выбор коэффициента запаса прочности n_1 для колонн наклонно направленных и искривленных скважин производят по п.2.4.9.

6. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К ЗАБОЮ СКВАЖИНЫ. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА КОЛОНН

6.I. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Конструкция эксплуатационной колонны

Интервалы искривленных участков скважины и интенсивность искривления на этих участках

Диаметр, длина лифтовой колонны и другие технологические ограничения на колонну

Давление на устье при установке пакера, нагнетании, гидроразрыве, гидропескоструйной перфорации

Удельный вес жидкости над пакером, нагнетаемой жидкости, жидкости гидроразрыва, песчано-жидкостной смеси при гидропескоструйной перфорации

Величина разгрузки колонны на пакер

Расстояние от устья скважины до места установки пакера

Температура закачиваемого агента

6.2. НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННЫЕ ПАКЕРАМИ

6.2.I. Колонна насосно-компрессорных труб испытывает избыточное внутреннее давление, определяемое суммарным действием давления нагнетания у устья скважины и гидростатического давления нагнетаемого агента (жидкости):

$$p_{виz} = p_н + 0{,}1\,(\gamma_{нг} - \gamma_н)\,z\,. \qquad (60)$$

6.2.2. Методика расчета аналогична приведенной в пп.2.4.I-2.4.6, 2.4.8, 2.4.9.

Примечание. Допустимое значение внутреннего избыточного давления определяют из условия $n_2 p_{виz} \le p_т$, где $p_{виz}$ рассчитывают по формуле (60). Расчет на внутреннее давление производят только для труб I-й (нижней) секции.

6.3. ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

6.3.I. Внутреннее избыточное давление определяют по формуле

$$p_{виz} = p_г + 0{,}1\,(\gamma_г - \gamma_н)\,z\,. \qquad (6I)$$

6.3.2. Методика расчета аналогична приведенной в пп.2.4.I-2.4.6, 2.4.8, 2.4.9.

Примечание. Допустимую величину внутреннего избыточного давления определяют из условия $n_2 p_{виz} \le p_т$, где $p_{виz}$ рассчитывают по формуле (6I). Расчет на внутреннее давление производят только для труб I-й (нижней) секции.

6.4. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

6.4.I. Расчет труб ведут из условия полного поглощения песчано-жидкостной смеси. В этом случае внутреннее избыточное давление и осевую растягивающую нагрузку определяют по формулам

$$p_{виz} = p_{гп} + 0{,}1\,\gamma_п\,z\,; \qquad (62)$$

$$Q_{pj} = \sum_{i=1}^{j} \ell_i (g_i + g_{пi}) + g_{пj} \sum_{i=1}^{j} (L - \ell_i) + \rho_{гп} F_в \,. \qquad (63)$$

6.4.2. Методика расчета аналогична приведенной в разделе 4.4 (пп. 4.4.I-4.4.3). При этом в формулах (53)-(55) заменяют $g_т$ на $g_п$ и $Q_{шт}$ на $\rho_{гп} F_в$.

6.4.3. Трубы I-й секции проверяют на внутреннее избыточное давление, при этом должно выполняться условие $n_2 \rho_{вих} \leq \rho_т$, где $\rho_{вих}$ рассчитывают по формуле (62) при $x = L$.

6.5. ТЕПЛОВАЯ ОБРАБОТКА ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

6.5.I. Внутреннее избыточное давление определяют по формуле (6I).

6.5.2. Методика расчета аналогична приведенной в пп. 2.4.I-2.4.6, 2.4.8, 2.4.9.

Примечания:

I. Расчет на внутреннее избыточное давление проводят согласно примечанию к п. 6.2.2.

2. При наличии устройств, компенсирующих удлинение колонны, расчет на устойчивость по п. 2.4.8 не производят.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАСЧЕТУ КОЛОНН, СОСТАВЛЕННЫХ ИЗ ТРУБ ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Прочностные, геометрические и весовые характеристики тела труб и их соединений приведены в приложении 2 (табл. I-7).

Действующие нагрузки и методику расчета колонн принимают в соответствии с настоящей инструкцией.

Допускаемые нагрузки определяют при коэффициентах запаса прочности согласно настоящей инструкции.

7. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ЛИФТОВЫХ КОЛОНН

7.I. ФОНТАННАЯ СКВАЖИНА БЕЗ ПАКЕРА

7.I.I. Исходные данные

Интенсивность искривления профиля скважины не превышает I° на I0 м.

Технологические ограничения: длина лифтовой колонны L = 2500 м; внутренний диаметр лифта d = 6,2 см; освоение производится согласно схеме, приведенной на рис. I, г; испытание колонны на герметичность не производится.

Глубина скважины H = 2650 м.

Давление, кгс/см^2: $\rho_{заб}$ = 290; $\rho_{буф}$ = 40; ρ_c = 80.

Удельный вес жидкости, гс/см^3: в процессе эксплуатации $\gamma_ж$ = 0,85; при освоении скважины $\gamma_в$ = I,3, γ_c = 0.

Средняя скорость движения жидкости V = 8 м/с.

Расчет I-й секции колонны

7.I.2. Выбор труб

С учетом технологических ограничений и наименьшей стоимости колонны I-ю секцию составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 73, толщина стенки 5,5 мм, группа прочности Д).

7.I.3. Расчет длины

Расчет ведем по формуле (37) или из табл. I приложения 3 находим предельную глубину спуска колонны, составленной из выбранных труб (длину I-й секции): ℓ_1 = 2308 м.

7.I.4. Проверка на прочность верхней трубы I-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $\rho_{ниz}$ на глубине $z = L - \ell_1$ = I92 м по формулам (6) и (8):

$$p_{нижн} = \{290 - 0,I \cdot 0,85(2650 - I92) - [(290 - 40)\frac{I92}{2650} + 40]\} \text{ кгс/см}^2 = 23 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_{нижн} = [80 + 0,I(0 - I,3)\ I92] \text{ кгс/см}^2 = 55 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем по наибольшему из этих значений $p_{нижн} = 55$ кгс/см^2 фактический коэффициент запаса прочности n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (I0) находим

$$Q_p = (9,47 \cdot 2308) \text{ кгс} = 2I857 \text{ кгс}.$$

Из табл. I и 6 приложения I $F = II,66$ см^2, $\sigma_T = 3800$ кгс/см^2.

$$\frac{2I857}{II,66} + I,I5\,\frac{55 \cdot 7,3}{2 \cdot 0,55} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда $n_1 = I,66$ (больше допустимого значения).

В связи с тем, что $\ell_1 < L$, переходим к расчету 2-й секции.

Расчет 2-й секции колонны

7.I.5. Выбор труб

Исходя из наименьшей стоимости колонны 2-ю секцию составляем из труб с высаженными наружу концами по ГОСТ 633-63 (диаметр 73, толщина стенки 5,5 мм, группа прочности Д).

7.I.6. Расчет длины

Расчет ведем по формуле (39).

Из табл. 2, 3 и 7 приложения I $Q_{T2} = 44300$ кгс; $Q_{стр1} = 284I0$ кгс; $q_2 = 9,64$ кгс/м.

$$\ell_2 = \left(\frac{44300 - 284I0}{I,3 \cdot 9,64}\right) \text{ м} = I268 \text{ м}.$$

$$\ell_1 + \ell_2 > L.$$

Длина 2-й секции $\ell_2 = L - \ell_1 = (2500 - 2308)$ м $= I92$ м.

7.I.7. Проверка на прочность верхней трубы 2-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $p_{нижz}$ на устье скважины, то есть при $z = 0$ по формулам (6) и (8):

$$p_{нижz} = (290 - 0,I \cdot 0,85 \cdot 2650 - 40)\ кгс/см^2 = 25\ кгс/см^2;$$

$$p_{нижz} = 80\ кгс/см^2.$$

Определяем по наибольшему из этих значений $p_{нижz} = 80\ кгс/см^2$ фактический коэффициент запаса n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (I0) находим

$$Q_p = (9,47 \cdot 2308 + 9,64 \cdot I92)\ кгс = 23708\ кгс.$$

$$\frac{23708}{II,65} + I,I5\,\frac{80 \cdot 7,3}{2 \cdot 0,55} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда $n_1 = I,44$ (больше допустимого значения).

Конструкция колонны, полученная в результате расчета

Номер секции	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции, тс
I	73	5,5	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	2308	2I,86
2	73	5,5	С высаженными наружу концами (ГОСТ 633-63)	Д	I92	I,85
Итого					2500	23,7I

7.I.8. Расчет критической скорости движения жидкости

Расчет выполняем по формуле (26).

Для этого определяем величины Δ_T, $g_ж$ и $g_в$.

Из табл. 6 и 7 приложения I для I-й секции $F = II,66\ см^2$; $F_в = 30,I8\ см^2$; $g = 9,47\ кгс/м$; $EJ = I4034,3\ кгс \cdot м^2$.

$$\Delta_T = \left(\frac{330 - 40 - 0,I \cdot 0,85 \cdot 2650}{2500}\right) кгс/см^2 \cdot м = 0,026\ кгс/см^2 \cdot м;$$

$$g_ж = (0,I \cdot 0,85 \cdot II,66)\ кгс/м = 0,99\ кгс/м;$$

$$g_в = (0,I \cdot 0,85 \cdot 30,I8)\ кгс/м = 2,57\ кгс/м;$$

$$V_{кр} = \sqrt{2{,}55\ \frac{9{,}8}{2{,}57}\ \sqrt[3]{I4034{,}3\ (9{,}47 - 0{,}99 + 0{,}026 \cdot 30{,}I8)^{2}}}\ \text{м/с} =$$

$= 32{,}I$ м/с.

Следовательно, $V < V_{кр}$.

7.2. ГАЗОВАЯ СКВАЖИНА С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ ПАКЕРОМ

7.2.I. Исходные данные

Конструкция обсадной колонны

Интервал, м	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм
0 - II00	I68	9,0
II00 - I790	I46	7,0

Интенсивность искривления профиля скважины не превышает I^{o} на I0 м.

Технологические ограничения

Конструкция лифта (двухрядного)

Ряд	Интервал, м	Условный диаметр, мм
I	0 - I000	II4
	I000 - 2700	73
2	0 - 900	73

Глубина скважины $H = 2890$ м.

Давление, кгс/см^2: $\rho_{пл} = 300$; $\rho_{заб} = 270$; $\rho_{буф} = 2I5$; $\rho_{п} = 200$.

Расстояние от устья скважины до места установки пакера $h = 2650$ м.

Температура в скважине до начала ее эксплуатации (в момент установки пакера) $t_1 = I5$, $t_2 = 65^{o}$С; в процессе эксплуатации (температура газа) $T_{уст} = 3I6$, $T_{заб} = 359$, $T_{ср} = 337{,}5^{o}$К.

Удельный вес, гс/см^3: в процессе эксплуатации $\gamma_в = 0$, $\gamma_н = I{,}0$; при испытании на герметичность $\gamma_{оп} = \gamma_н = I{,}0$; при установке пакера $\gamma_в = \gamma_н = I{,}0$.

Относительный удельный вес газа по воздуху $\bar{\gamma} = 0{,}75$.

Коэффициент сжимаемости газа $m = 0{,}9$.

Осевая нагрузка, связанная с извлечением пакера, $\Delta Q = I0000$ кгс.

Расчет колонны труб I-го ряда

I-я секция

7.2.2. Выбор труб

Определяем $p_{вну}$ по формулам (2) и (4):

$$p_{вну} = \left[\frac{300}{exp\left(\frac{0{,}0345 \cdot 0{,}75 \cdot 2890}{337{,}5 \cdot 0{,}9}\right)}\right] \text{ кгс/см}^2 = 236 \text{ кгс/см}^2;$$

$p_{вну} = p_п = 200$ кгс/см^2.

За расчетное принимаем наибольшее из этих значений $p_{вну} = 236$ кгс/см^2.

Определяем давление $p'_{вnz}$ на глубине $z = L$ по формуле (5):

$p'_{вnL} = [I{,}I \cdot 236 + (I{,}0 - I{,}0)\ 2700]$ кгс/см^2 = 260 кгс/см^2.

Определяем $n_2 p'_{вnL} = (I{,}32 \cdot 260)$ кгс/см^2 = 343 кгс/см^2.

Из табл. 5 приложения I видно, что любая труба удовлетворяет условию $p_т \geqslant n_2 p'_{вnL}$.

В дальнейшем расчет на избыточное внутреннее давление не нужен, так как $p'_{вnz}$ – величина постоянная по длине колонны.

С учетом технологического ограничения на диаметр I-ю секцию составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 73, толщина стенки 5,5 мм, группа прочности Д).

7.2.3. Расчет длины

Расчет ведем по формуле (35). Для этого находим величину $p'_{вnL} F_в$. Из табл. 6 приложения I $F_в = 30{,}I8$ см^2.

$p'_{вnL} F_в = (260 \cdot 30{,}I8)$ кгс = 7847 кгс.

$\rho'_{вн} F_в < \Delta Q$, поэтому ΔQ принимаем за расчетное значение, то есть $Q_\partial = \Delta Q$.

Из табл. 2 и 7 приложения I $Q_{стр1} = 28410$ кгс;

$q_1 = 9{,}47$ кгс/м.

Длина I-й секции $$\ell_1 = \left(\frac{\frac{28410}{1{,}3} - 10000}{9{,}47} \right) \text{ м} = 1252 \text{ м}.$$

7.2.4. Проверка на прочность верхней трубы I-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $\rho_{нижн}$ на глубине $x = L - \ell = (2700 - 1252)$ м = = 1448 м по формуле (9) при $\rho_{ну} = 0$.

$\rho_{нижн} = (0{,}1 \cdot 1{,}0 \cdot 1448)$ кгс/см^2 = 145 кгс/см^2.

Определяем фактический коэффициент запаса прочности n_1 из выражения (24).

Для этого по формуле (10) находим $Q_p = (9{,}47 \cdot 1252)$ кгс = = 11856 кгс.

$$\frac{11856}{11{,}66} + 1{,}15 \frac{145 \cdot 7{,}3}{2 \cdot 0{,}55} = \frac{3800}{n_1}$$

Отсюда $n_1 = 1{,}79$ (больше допустимого значения).

Так как $\ell_1 < L$, переходим к расчету 2-й секции.

2-я секция

7.2.5. Выбор труб

2-ю секцию, исходя из наименьшей стоимости колонны, составляем из труб с высаженными наружу концами по ГОСТ 633-63 (диаметр 73, толщина стенки 5,5 мм, группа прочности Д).

7.2.6. Расчет длины

Расчет производим по формуле (36).

Из табл. 3 и 7 приложения I $Q_{т2} = 44300$ кгс;

$q_2 = 9{,}64$ кгс/м.

$$\ell_2 = \left(\frac{\frac{44300}{1{,}3} - 9{,}47 \cdot 1252 - 10000}{9{,}64} \right) \text{ м} = 1268 \text{ м}.$$

$\ell_1 + \ell_2$ = (1252 + 1268) м = 2520 м. Рассчитанная длина пере-

крывает заданную длину I-й ступени I700 м, поэтому принимаем ℓ_2 = (I700 - I252) м = 448 м.

7.2.7. Проверка на прочность верхней трубы 2-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $\rho_{нижz}$ на глубине $z = L - (\ell_1 + \ell_2)$ = I000 м по формуле (9) при $\rho_{ну} = 0$.

$\rho_{нижz}$ = (0,I·I,0·I000) кгс/см^2 = I00 кгс/см^2.

Определяем фактический коэффициент запаса прочности n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (I0) находим

$$Q_p = (9{,}47 \cdot I252 + 9{,}64 \cdot 448) \text{ кгс} = I6I75 \text{ кгс}.$$

$$\frac{I6I75}{II{,}66} + I{,}I5\,\frac{I00 \cdot 7{,}3}{2 \cdot 0{,}55} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда n_1 = I,77 (больше допустимого значения).

3-я секция

7.2.8. Выбор труб

3-ю секцию с учетом технологических ограничений составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр II4, толщина стенки 7,0 мм, группа прочности Д).

7.2.9. Расчет длины

Расчет производим по формуле (36). Для этого находим величину $\rho'_{вижz} F_в$. Из табл. 6 приложения I $F_в$ = 78,97 см^2.

$\rho'_{вижz} F_в$ = (260·78,97) кгс = 20532 кгс.

$\rho_{вижz} F_в > \Delta Q$, поэтому $Q_д = \rho'_{вижz} F_в$ = 20532 кгс.

Из табл. 2 и 7 приложения I $Q_{стр3}$ = 55640 кгс,

q_3 = I9,I3 кгс/м.

Длина 3-й секции

$$\ell_3 = \left[\frac{\frac{55640}{I{,}3} - (9{,}47 \cdot I252 + 9{,}64 \cdot 448) - 20532}{I9{,}I3} \right] \text{ м} = 3I8 \text{ м}.$$

7.2.I0. Проверка на прочность верхней трубы 3-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $\rho_{нижz}$ на глубине $z = L - (\ell_1 + \ell_2 + \ell_3) = 682$ м по формуле (9) при $\rho_{НУ} = 0$:

$\rho_{нижz} = (0,I \cdot I,0 \cdot 682)$ кгс/см^2 = 68 кгс/см^2.

Определяем фактический коэффициент запаса прочности n_1 из выражения (24).

Для этого по формуле (I0) находим

$Q_\rho = (9,47 \cdot I252 + 9,64 \cdot 448 + I9,I3 \cdot 3I8)$ кгс = 22259 кгс.

Из табл. 6 приложения I $F = 23,58$ см^2.

$$\frac{22259}{23,58} + I,I5\,\frac{68 \cdot II,43}{2 \cdot 0,7} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда $n_1 = 2,4$ (больше допустимого значения).

Так как $\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 < L$, переходим к расчету 4-й секции.

4-я секция

7.2.II. Выбор труб

С учетом наименьшей стоимости колонны 4-ю секцию составляем из труб с высаженными наружу концами по ГОСТ 633-63. (диаметр II4, толщина стенки 7,0 мм, группа прочности Д).

7.2.I2. Расчет длины

Расчет ведем по формуле (36), при этом $Q_{\partial} = 20532$ кгс. Из табл. 3 и 7 приложения I $Q_{T4} = 89620$ кгс, $g_4 = I9,49$ кгс/м.

Длина 4-й секции

$$\ell_4 = \left[\frac{\frac{89620}{I,3} - (9,47 \cdot I252 + 9,64 \cdot 448 + I9,I3 \cdot 3I8) - 20532}{I9,49}\right] \text{м} =$$

$= I342$ м.

$\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_4 > L$, поэтому принимаем длину 4-й секции

$\ell_4 = (2700 - I252 - 448 - 3I8)$ м = 682 м.

Расчет на прочность с учетом избыточного наружного давления верхней трубы 4-й секции не нужен, так как при $z = 0$ $\rho_{нижz} = 0$.

7.2.I3. Расчет колонны труб I-го ряда на устойчивость

Определяем нагрузку Q_1 по формуле (I6). Для этого по формулам (I8) находим следующие величины:

$$d = \left(\frac{I700 \cdot 6,2 + I000 \cdot I0,03}{2700} \right) \text{ см} = 7,62 \text{ см};$$

$$D = \left(\frac{I700 \cdot 7,3 + I000 \cdot II,43}{2700} \right) \text{ см} = 8,83 \text{ см};$$

$$F = \left(\frac{I700 \cdot II,66 + I000 \cdot 23,59}{2700} \right) \text{ см}^2 = I6,07 \text{ см}^2.$$

По формуле (I9)- Δt :

$$t_3 = (T_{уст} - 273)\,^{\circ}C = (3I6 - 273)\,^{\circ}C = 43^{\circ}C;$$
$$t_4 = (T_{заб} - 273)\,^{\circ}C = (359 - 273)\,^{\circ}C = 86^{\circ}C;$$

$$\Delta t = \left[\frac{(86 - 65) + (43 - I5)}{2} \right] {}^{\circ}C = 24,5^{\circ}C.$$

По формуле (I7)

$$Q_t = (I2 \cdot I0^{-6} \cdot 2,I \cdot I0^{6} \cdot I6,07 \cdot 24,5) \text{ кгс} = 9922 \text{ кгс}.$$
$$Q_1 = [9922 + 0,0235 \cdot 2650\ (8,83^2 I,0 - 0) - 0,47 \cdot 2I5 \cdot 7,62^2] \text{ кгс} = 8908 \text{ кгс}.$$

Определяем $Q_{кр}$ по формуле (25). Из табл. 6 приложения I $E\mathcal{J} = I4034,3 \text{ кгс} \cdot \text{м}^2$.

$$Q_{кр} = 3,35 \sqrt[3]{I4034,3 \cdot 9,47^2} \text{ кгс} = 36I,8 \text{ кгс}.$$

$Q_1 > Q_{кр}$. Значит, нижняя часть колонны изогнется.

Проверяем условие прочности (30). По табл. 6 приложения I $F_в = 30,I8 \text{ см}^2$; $F_н = 4I,83 \text{ см}^2$; $F_0 = 8,5I \text{ см}^2$; $W_0 = I3,30 \text{ см}^3$.

Зазор между эксплуатационной и лифтовой колоннами

$$r = \left(\frac{I4,6 - 2 \cdot 0,7 - 7,3}{2} \right) \text{ см} = 2,95 \text{ см}.$$

$$\frac{[236 + 0,I\ (0 - I,0)\ 2650\,]\,7,3}{2 \cdot 0,55} + \frac{8908}{8,5I} + \frac{0,2 \cdot 2,95}{I3,30} \times$$

$$\times [8908 + (236 + 0)\ 30,I8 - 0,I \cdot I,0 \cdot 2650 \cdot 4I,83] = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда $n_1 = 3{,}54$ (больше допустимого значения).

Конструкция колонны труб I-го ряда, полученная в результате расчета

Номер секции	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции, тс
I	73	5,5	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	I252	II,86
2	73	5,5	С высаженными наружу концами (ГОСТ 633-63)	Д	448	4,32
3	II4	7,0	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	3I8	6,08
4	II4	7,0	С высаженными наружу концами (ГОСТ 633-63)	Д	682	I3,29
Итого					2700	35,55

Расчет колонны труб 2-го ряда

7.2.I4. Колонну труб 2-го ряда составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 73, толщина стенки 5,5 мм, группа прочности Д).

Допустимую длину подвески выбранных труб определяем по формуле (37) или из табл. I приложения 3: $\ell = 2308$ м.

Допустимая длина перекрывает заданную длину колонны $L = 900$ м.

7.3. ФОНТАННАЯ СКВАЖИНА С МЕХАНИЧЕСКИМ ПАКЕРОМ

7.3.I. Исходные данные

Конструкция обсадной колонны

Интервал глубин, м	Условный размер, мм	Толщина стенки, мм
0 - 996	I68	8,0
996 - 205I	I46	8,0

Интенсивность искривления профиля скважины не превышает I^{o} на I0 м.

Технологические ограничения:

Освоение производится с пакером (рис. I,в).

Конструкция лифта (двухрядного)

Ряд	Интервал, м	Условный диаметр, мм
I	0 - 960 960 - 2000	I02 60
2	0 - 900	60

Глубина скважины H = 205I м.

Давление, кгс/см^2: $p_{пл}$ = 250; $p_{заб}$ = 220; $p_{буф}$ = 50; p_c = 80; $p_{ну}$ = 60.

Температура в скважине до начала ее эксплуатации (в момент установки пакера) t_1 = I0, t_2 = 50 ^{o}C; в процессе эксплуатации t_3 = 30, t_4 = 80 ^{o}C.

Удельный вес, гс/см^3: в процессе эксплуатации $\gamma_в$ = 0,85, $\gamma_н$ = I,0; при испытании на герметичность $\gamma_{оп} = \gamma_н$ = I,0; при освоении скважины γ_c = 0, $\gamma_в$ = I,0.

Расстояние от устья скважины до места установки пакера h = I950 м.

Усилие разгрузки лифтовой колонны на пакер $Q_{раз}$ = 4000 кгс.

Расчет колонны труб I-го ряда

I-я секция

7.3.2. Выбор труб

Определяем $p_{вну}$ по формулам (I) и (3):

$p_{вну}$ = (250 - 0,I·0,85·205I) кгс/см^2 = 76 кгс/см^2;

$p_{вну}$ = 80 кгс/см^2.

В соответствии с примечанием к п. 2.2.2 принимаем

I,I $p_{вну} = p_{оп}$ = I20 кгс/см^2.

Определяем $p'_{вн\ell}$ при $x = L$ по формуле (5).

$p'_{вн\ell}$ = [I20 + 0,I(I,0 - I,0) 2000] кгс/см^2 = I20 кгс/см^2.

Определяем $n_2 p'_{вн\ell}$ = (I,32·I20) кгс/см^2 = I58 кгс/см^2.

Из табл. 5 приложения I видно, что любая труба удовлетворяет условию $p_т \geqslant n_2 p'_{вн\ell}$.

В дальнейшем расчет на избыточное внутреннее давление не нужен, так как $p'_{вн2}$ - величина постоянная по длине колонны.

С учетом технологических ограничений на диаметр I-ю секцию составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 60, толщина стенки 5,0 мм, группа прочности Д).

7.3.3. Расчет длины

Расчет ведем по формуле (35). Для этого находим величину $Q_д$. Из табл. 6 приложения I $F_в$ = I9,86 см^2.

$$Q_д = p'_{вн1} F_в = (I20 \cdot I9,86) \text{ кгс} = 2383 \text{ кгс}.$$

Из табл. 2 и 7 приложения I $Q_{стр1}$ = 20II0 кгс; q_1 = 7,0I кгс/м.

Длина I-й секции

$$\ell_1 = \left(\frac{20II0/I,3 - 2383}{7,0I} \right) \text{ м} = I867 \text{ м}.$$

В связи с технологическими ограничениями принимаем длину I-й секции ℓ_1 = I040 м.

7.3.4. Проверка на прочность верхней трубы I-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $p_{нн2}$ на глубине $z = L - \ell_1$ = 960 м по формуле (9) при $p_{ну}$ = 60 кгс/см^2.

$$p_{нн2} = [60 + 0,I(I,0 - 0,85)960] \text{ кгс/см}^2 = 74 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем фактический коэффициент запаса прочности n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (I0) находим

$$Q_p = (7,0I \cdot I040) \text{ кгс} = 7290 \text{ кгс}.$$

Из табл. 6 приложения I F = 8,68 см^2.

$$\frac{7290}{8,68} + I,I5 \frac{74 \cdot 6,03}{2 \cdot 0,5} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда n_1 = 2,8 (больше допустимого значения).

2-я секция

7.3.5. Выбор труб

2-ю секцию с учетом технологических ограничений и наименьшей стоимости колонны составляем из гладких тру по ГОСТ 633-63 (диаметр I02, толщина стенки 6,5 мм, группа рх ности Д).

7.3.6. Расчет длины

Расчет ведем по формуле (36). Для этого находим величину $Q_д$. Из табл. 6 приложения I $F_в$ = 6I,62 см^2.

$Q_д = \rho'_{вих} \cdot F_в$ = (I20·6I,62) кгс = 7394 кгс.

Из табл. 2 и 7 приложения I $Q_{стр2}$ = 45030 кгс;

q_2 = I5,80 кгс/м.

$$\ell_2 = \left(\frac{45030/I,3 - 7,0I \cdot I040 - 7394}{I5,80} \right) \text{ м} = I263 \text{ м}.$$

Так как $\ell_1 + \ell_2 > L$, принимаем длину 2-й секции $\ell_2 = L - \ell_1 =$ = 960 м.

7.3.7. Проверка на прочность верхней трубы 2-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $\rho_{нижн}$ на устье скважины (z = 0) по формуле (9):

$$\rho_{нижн} = \rho_{ну} = 60 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем фактический коэффициент запаса прочности n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (I0) находим

Q_ρ = (7,0I·I040 + I5,80·960) кгс = 22458 кгс.

Из табл. 6 приложения I F = I9,4I см^2.

$$\frac{22458}{I9,4I} + I,I5 \frac{60 \cdot I0,I6}{2 \cdot 0,65} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда n_1 = 2,24 (больше допустимого значения).

7.3.8. Расчет колонны труб I-го ряда на устойчивость

Определяем нагрузку Q_1 по формуле (I6).

Для этого по формулам (I8) находим следующие величины:

$$d = \left(\frac{I040 \cdot 5,03 + 960 \cdot 8,86}{2000} \right) \text{ см} = 6,87 \text{ см};$$

$$D = \left(\frac{I040 \cdot 6,03 + 960 \cdot I0,I6}{2000} \right) \text{ см} = 8,0I \text{ см};$$

$$F = \left(\frac{I040 \cdot 8,68 + 960 \cdot I9,4I}{2000} \right) \text{ см}^2 = I3,83 \text{ см}^2.$$

По формуле (I9) $\Delta t = \left[\frac{(30 - I0) + (80 - 50)}{2} \right]$ °C = 25°C.

По формуле (I7)

$Q_t = (I2 \cdot I0^{-6} \cdot 2,I \cdot I0^{6} \cdot I3,83 \cdot 25)$ кгс = 87I3 кгс.

$Q_1 = [4000 + 87I3 + 0,0235 \cdot I950\ (8,0I^2 \cdot I,0 - 6,87^2 \cdot 0,85) -$
$- 0,47 \cdot 50 \cdot 6,87^2]$ кгс = I2706 кгс.

Определяем $Q_{кр_2}$ по формуле (25). Из табл. 6 приложения I $EJ = 7026,6$ кгс·м^2.

$$Q_{кр} = 3,35 \sqrt[3]{7026,6 \cdot 7,0I^2}\ \text{кгс} = 235\ \text{кгс}.$$

Следовательно, $Q_{кр} < Q_1$ и нижняя часть колонны изогнется.

Проверяем условие прочности (29) и (30). По табл. 6 приложения I $F_в = I9,86$ см^2; $F_н = 28,54$ см^2; $F_о = 6,09$ см^2; $W_о = 7,73$ см^3.

Зазор между эксплуатационной и лифтовой колоннами

$$r = \left(\frac{I4,6 - 2 \cdot 0,8 - 6,03}{2}\right)\ \text{см} = 3,49\ \text{см}.$$

Условие (29): $4000 \left(\frac{I}{6,09} + \frac{3,49}{2 \cdot 7,73}\right) \leqslant \frac{3800}{n_1}$. Отсюда $n_1 = 2,44$ (больше допустимого значения).

Условие (30): $\frac{[76 + 0,I\ (0,85 - I,0)\ I950]\ 6,03}{2 \cdot 0,5} +$

$+ \frac{I2706}{6,09} + \frac{0,2 \cdot 3,49}{7,73} [I2706 + (76 + 0,I \cdot 0,85 \cdot I950)\ I9,87 - 0,I \times$
$\times I,0 \cdot I950 \cdot 28,54] = \frac{3800}{n_1}$.

Отсюда $n_1 = I,I$ – значение меньше допустимого (I,3). Поэтому трубы I-й секции заменяем более прочными – гладкими трубами по ГОСТ 633-63 (диаметр 60, толщина стенки 5,0 мм, группа прочности К).

При этом из условия (30) коэффициент $n_1 = I,45$ (больше допустимого значения).

Конструкция колонны труб I-го ряда, полученная в результате расчета

Номер секции	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции, тс
I	60	5,0	Гладкие (ГОСТ 633-63)	К	I040	7,29
2	I02	6,5	То же	Д	960	I5,I7
Итого					2000	22,46

Расчет колонны труб 2-го ряда

7.3.9. Выбор труб

Колонну труб 2-го ряда составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 60, толщина стенки 5,0 мм, группа прочности Д).

7.3.I0. Расчет длины

Допустимую длину подвески выбранных труб определяем по формуле (37) или из табл. I приложения 3: ℓ = 2207 м.

Она больше заданной длины колонны L = 900 м.

7.3.II. Проверка на прочность верхней трубы 2-го ряда с учетом избыточного наружного давления

Определяем $\rho_{нижz}$ на глубине z = 0 по формуле (8):

$$\rho_{нижz} = \rho_c = 80 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем фактический коэффициент запаса прочности n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (I0) находим

$$Q_\rho = (7{,}0I \cdot 900) \text{ кгс} = 6309 \text{ кгс}.$$

Из табл. 6 приложения I F = 8,68 см^2.

$$\frac{6309}{8{,}68} + I{,}I5\ \frac{80 \cdot 6{,}03}{2 \cdot 0{,}5} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда n_1 = 2,96 (значение больше допустимого).

7.4. КОМПРЕССОРНАЯ СКВАЖИНА

7.4.I. Исходные данные

Интенсивность искривления профиля скважины не превышает I$^\circ$ на I0 м.

Технологические ограничения: длина лифтовой колонны L = 2950 м; внутренний диаметр лифта d = 7,59 см; эксплуатация скважины производится согласно схеме, приведенной на рис. 4, б.

Глубина скважины H = 3000 м.

Давление, кгс/см^2: $\rho_{заб}$ = 9I, $\rho_{буф}$ = I,3, ρ_0 = 205.

Удельный вес, гс/см^3: нефти $\gamma_в$ = 0,90; газированной нефти $\gamma_в'$ = 0,25.

Расстояние от устья скважины до уровня подъема нефти в момент ее продавливания до башмака колонны $h_0 = 30$ м.

Средняя скорость движения жидкости $V = 5$ м/с.

Расчет I-й секции колонны

7.4.2. Выбор труб

Исходя из технологического ограничения на внутренний диаметр колонны и ее наименьшей стоимости, I-ю секцию колонны составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 89, толщина стенки 6,5 мм, группа прочности Д).

7.4.3. Расчет длины

Расчет выполняем по формуле (37) или из табл. I приложения 3 находим предельную глубину спуска колонны, составленной из этих труб (длину I-й секции): $\ell_1 = 2381$ м.

7.4.4. Проверка на прочность верхней трубы I-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $p_{низ}$ на глубине $z = L - \ell_1 =$ $= (2950 - 2381)$ м $= 569$ м по формуле (47):

$$p_{низ} = [205 - 0{,}1 \cdot 0{,}9\ (569 - 30)]\ \text{кгс/см}^2 = 156\ \text{кгс/см}^2.$$

Определяем фактический коэффициент запаса прочности n_1 из выражения (24).

Для этого по формуле (10) находим

$$Q_p = (13{,}68 \cdot 2381)\ \text{кгс} = 32572\ \text{кгс}.$$

Из табл. I, 6 и 7 приложения I $\sigma_T = 3800$ кгс/см^2; $F = 16{,}70$ см^2; $q_1 = 13{,}68$ кгс/м.

$$\frac{32572}{16{,}70} + 1{,}15\ \frac{156 \cdot 8{,}89}{2 \cdot 0{,}65} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда $n_1 = 1{,}20$ - меньше допустимого значения (1,3).

Расчет длины I-й секции следует производить из условия совместного действия растягивающей нагрузки и наружного давления по формуле (42):

$$\ell_1 = \left[\frac{\left(\frac{3800}{1{,}3} - 1{,}15\ \frac{156 \cdot 8{,}89}{2 \cdot 0{,}65}\right)\ 16{,}70}{13{,}68}\right]\ \text{м} = 2071\ \text{м}.$$

Определяем коэффициент запаса прочности n_3 для верхней трубы I-й секции, то есть на глубине z = (2950 - 207I) м = 879 м. Давление при z = 879 м находим по формуле (47):

$\rho_{нz}$ = [205 - 0,I·0,9 (879 - 30)] кгс/см^2 = I29 кгс/см^2.

По табл. 5 приложения I $\rho_{кр}$ = 37I кгс/см^2.

n_3 = 37I/I29 = 2,88 (значительно выше допустимого значения).

Расчет 2-й секции колонны

7.4.5. Выбор труб

С учетом того, что колонна находится под действием большого наружного избыточного давления, 2-ю секцию составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 89, толщина стенки 6,5 мм, группа прочности К).

7.4.6. Расчет длины

Расчет выполняем по формуле (39).

Из табл. 2 и 7 приложения I $Q_{стр1}$ = 42350 кгс;

$Q_{стр2}$ = 55720 кгс; q_2 = I3,68 кгс/м.

$$l_2 = \left(\frac{55720 - 42350}{I,3 \cdot I3,68} \right) \text{ м} = 752 \text{ м}.$$

7.4.7. Проверка на прочность верхней трубы 2-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $\rho_{нz}$ на глубине $z = L - l_1 - l_2$ = (2950 - 207I - - 752) м = I27 м по формуле (47):

$\rho_{нz}$ = [205 - 0,I·0,9 (I27 - 30)] кгс/см^2 = I96 кгс/см^2.

Определяем коэффициент n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (I0) находим

Q_p = [I3,68 (207I + 752)] кгс = 386I9 кгс.

Из табл. I и 6 приложения I $\sigma_т$ = 5000 кгс/см^2;

F = I6,70 см^2.

$$\frac{386I9}{I6,70} + I,I5 \frac{I96 \cdot 8,89}{2 \cdot 0,65} = \frac{5000}{n_1}.$$

Отсюда n_1 = I,30 (значение равно допустимому).

Определяем коэффициент n_3 для верхней трубы 2-й секции.

Из табл. 5 приложения I $p_{кр}$ = 474 кгс/см^2.

n_3 = 474/I96 = 2,42 (значительно выше допустимого значения).

$l_1 + l_2$ = (207I + 752) м = 2823 м $< L$.

Так как $l_1 + l_2$ = (207I + 752) м = 2823 м $< L$, переходим к расчету 3-й секции.

Расчет 3-й секции колонны

7.4.8. Выбор труб

3-ю секцию составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 89, толщина стенки 6,5 мм, группа прочности Е).

7.4.9. Расчет длины

Расчет ведем по формуле (39). Из табл. 2 и 7 приложения I $Q_{стр\,3}$ = 6I290 кгс; $Q_{стр\,2}$ = 55720 кгс; q_3 = I3,68 кгс/м.

$$l_3 = \left(\frac{6I290 - 55720}{I,3 \cdot I3,68} \right) \text{ м} = 3I3 \text{ м}.$$

$l_1 + l_2 + l_3 > L$. Поэтому достаточно $l_3 = L - l_1 - l_2$ = = (2950 - 207I - 752) м = I27 м.

7.4.I0. Проверка на прочность верхней трубы 3-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $p_{ниz}$ на глубине z = 0 по формуле (46):

$p_{ниz}$ = 205 кгс/см^2.

Определяем коэффициент n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (I0) находим

Q_p = [I3,68(207I + 752 + I27)] кгс = 40356 кгс.

Из табл. I и 6 приложения I $\sigma_т$ = 5500 кгс/см^2; F = I6,70 см^2.

$$\frac{40356}{I6,70} + I,I5 \frac{205 \cdot 8,89}{2 \cdot 0,65} = \frac{5500}{n_1} .$$

Отсюда n_1 = I,37 (значение выше допустимого).

Определяем коэффициент запаса прочности n_3 для верхней части колонны.

Из табл. 5 приложения I $p_{кр}$ = 5I5 кгс/см^2.

n_3 = 5I5/205 = 2,5I (значительно выше допустимого значения).

Конструкция колонны, полученная в результате расчета

Номер секции	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции, тс
I	89	6,5	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	2071	28,33
2	89	6,5	То же	К	752	I0,29
3	89	6,5	-"- -"-	Е	I27	I,74
Итого					2950	40,36

7.4.II. Расчет критической скорости движения жидкости

Расчет проводим по формуле (26). Для этого определяем величины Δ_T, $q_ж$ и $q_в$. Из табл. 6 и 7 приложения I F = I6,70 см^2; $F_в$ = 45,34 см^2; q = I3,68 кгс/м; EJ = 2998I,7 кгс·м^2.

$$\Delta_T = \left(\frac{9I - I,3 - 0,I \cdot 0,25 \cdot 3000}{2950} \right) \text{кгс/см}^2 \cdot \text{м} = 0,005 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м};$$

$q_ж$ = (0,I·0,25·I6,70) кгс/м = 0,42 кгс/м;

$q_в$ = (0,I·0,25·45,34) кгс/м = I,I3 кгс/м.

$$V_{кр} = \sqrt{2,55 \frac{9,8}{I,I3} \sqrt[3]{2998I,7(I3,68 - 0,42 + 0,005 \cdot 45,34)^2}} \text{ м/с} =$$

= 62,4 м/с.

Следовательно, $V_{кр} > V$.

7.5. СКВАЖИНА, ОБОРУДОВАННАЯ ШТАНГОВЫМ НАСОСОМ

7.5.I. Исходные данные

Интенсивность искривления профиля скважины не превышает I° на I0 м.

Технологические ограничения: внутренний диаметр лифта d = 6,2 см; длина лифтовой колонны (глубина спуска насоса) l = I488 м; диаметр хвостовика $D_{хв}$ = 6,03 см; длина хвостовика $L_{хв}$ = I0I2 м.

Удельный вес $\gamma_ж$ = 0,825 гс/см^3.

Динамический уровень $l_д$ = 376 м.

Конструкция штанговой колонны

Диаметр штанг, мм	Длина ступени, м
25	400
22	448
I9	640

Тип насоса НГВI-38 (площадь плунжера $F_{п}$ = II,34 см^2).

7.5.2. Расчет хвостовика

Хвостовик составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 60, толщина стенки 5,0 мм, группа прочности Д).

Допустимую длину подвески колонны, составленной из этих труб, находим из табл. I приложения 3. Она составляет 2207 м, что превышает заданную длину хвостовика.

Вес хвостовика $Q_{хв} = q_{хв} L_{хв}$ = (7,0I·I0I2) кгс = = 7094 кгс.

7.5.3. Расчет I-й секции колонны

I-ю секцию составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 73, толщина стенки 5,5 мм, группа прочности Д).

Определяем допустимую длину I-й секции по формуле (53). Для этого определим величины $Q_{шт}$ и $q_{т1}$.

Из приложения 4 находим площади сечения ступеней штанговой колонны, см^2: 4,9I; 3,80; 2,83; вес I м ступеней штанговой колонны, кгс/м: 4,09; 3,I4; 2,35.

Средняя площадь сечения штанговой колонны

$$F_{шт} = \left(\frac{4,9I\cdot 400 + 3,80\cdot 448 + 2,83\cdot 640}{I448}\right) \text{ см}^2 = 3,78 \text{ см}^2.$$

Вес штанговой колонны

$$Q_{шт} = (4,09\cdot 400 + 3,I4\cdot 448 + 2,35\cdot 640) \text{ кгс} = 4547 \text{ кгс}.$$

$$q_{т1} = [0,I\cdot 0,825\ (30,I8 - 3,78)] \text{ кгс/м} = 2,I8 \text{ кгс/м};$$

$$\ell_1 = \left[\frac{\frac{284I0}{I,3} - (4547 + 2,I8\cdot I448 + 7094)}{9,47}\right] \text{ м} = 745 \text{ м}.$$

$$\ell_1 < L.$$

7.5.4. Расчет 2-й секции колонны

2-ю секцию колонны с учетом ее наименьшей стоимости составляем из труб с высаженными наружу концами по ГОСТ 633-63 (диаметр 73, толщина стенки 5,5 мм, группа прочности Д).

Для выбранных труб $q_{т2} = q_{т1}$, поэтому расчет длины 2-й секции колонны можно производить по формуле (55).

$$\ell_2 = \frac{Q_{т2} - Q_{стр1}}{n_1 q_2} = \left(\frac{44300 - 28410}{1{,}3 \cdot 9{,}64}\right) \text{ м} = 1268 \text{ м}.$$

$\ell_1 + \ell_2 = (745 + 1268)$ м $= 2013$ м $> L$.

Длина 2-й секции $\ell_2 = L - \ell_1 = (1448 - 745)$ м $= 703$ м.

7.5.5. Расчет нижней части колонны на устойчивость

Определяем критическую длину колонны по формуле (51):

$$\ell_{кр} = \left[\frac{2{,}55\sqrt[3]{14034{,}3(9{,}47 + 2{,}18)^{27} + 7094}}{0{,}1\ 0{,}825\ (11{,}34 - 3{,}78)}\right] \text{ м} = 11874 \text{ м}.$$

$$\ell_0 < \ell_{кр}.$$

Конструкция колонны, полученная в результате расчета

Номер секции	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции, тс
Хвостовик	60	5,0	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	1012	7,09
1	73	5,5	То же	Д	745	7,06
2	73	5,5	С высаженными наружу концами (ГОСТ 633-63)	Д	703	6,78
Итого					1012+ +1448	7,09+ +13,84

7.6. ФОНТАННАЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННАЯ СКВАЖИНА БЕЗ ПАКЕРА

7.6.1. Исходные данные

Профиль скважины имеет три интервала искривления на глубинах $z = 100 - 200$, $z = 1000 - 1200$, $z = 1500 - 1650$ м с ин-

тенсивностью искривления соответственно α_{01} = 2,5, α_{02} = 3,25, α_{03} = I,8° на I0 м.

Технологические ограничения: внутренний диаметр лифта d = 6,2 см; длина лифтовой колонны L = I900 м.

Глубина скважины H = 2000 м.

Давление, кгс/см^2: $\rho_{пл}$ = 250; $\rho_{заб}$ = 240; $\rho_{буф}$ = 30.

Удельный вес, гс/см^3: в процессе эксплуатации $\gamma_ж$ = 0,9; при испытании на герметичность $\gamma_{оп} = \gamma_н$ = I,0.

Средняя скорость движения жидкости V = 6,5 м/с.

Расчет I-й секции колонны

7.6.2. Выбор труб

Определяем $\rho_{вну}$ по формуле (I):

$\rho_{вну}$ = (250 - 0,I·0,9·2000) кгс/см^2 = 70 кгс/см^2.

Согласно примечанию к п. 2.2.2 принимаем $1,1\,\rho_{вну} = \rho_{оп}$ = = I20 кгс/см^2. Из формулы (5) видно, что расчетное избыточное внутреннее давление имеет постоянное значение ($\rho_{вн2}$ = I20 кгс/см^2) по длине колонны, поэтому для любых труб будет выполняться условие $n_2\,\rho_{вн2} < \rho_т$.

I-ю секцию составляем из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 73, толщина стенки 5,5 мм, группа прочности Д).

7.6.3. Расчет длины

Максимальная интенсивность искривления скважины α_{02} = 3,25° на I0 м наблюдается на глубине z = I000 - I200 м. Значит, трубы I-й секции на глубине $z \geqslant$ I000 м рассчитываем с коэффициентом запаса n_1, определяемым согласно п.2.3.5 по графику (см, рис. 2,а). При α_0 = 3,25° на I0 м n_1 = I,525.

Расчет длины производим согласно примечанию к п. 2.4.5 по формуле (35):

$Q_д$ = (I20·30,I8) кгс = 3622 кгс.

$$\ell_1 = \left(\frac{\frac{28410}{1,525} - 3622}{9,47}\right) \text{м} = 1585 \text{ м}.$$

Верхняя труба рассчитанной секции находится на участке I00 $< z <$ I000 м. Расчет колонны на этом участке производится с коэффициентом n_1 = I,465, определяемым по рис. 2,а при $\alpha_0 = 2{,}5^0$ на I0 м, поэтому длину I-й секции пересчитываем с коэффициентом n_1 = I,465.

$$\ell_1 = \left(\frac{\frac{28410}{1{,}465} - 3622^*}{9{,}47} \right) \text{м} = 1665 \text{ м}.$$

7.6.4. Проверка на прочность верхней трубы I-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $p_{низ}$ на глубине $z = L - \ell_1 = 235$ м по формуле (6):

$$p_{низ} = \{240 - 0{,}1 \cdot 0{,}9\ (1900 - 235) - [(240 - 30)\ \frac{235}{1900} + 30]\} \text{ кгс/см}^2 = 34 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем коэффициент запаса n_1 из выражения (24):

$$\frac{9{,}47 \cdot 1665}{11{,}66} + 1{,}15\ \frac{34 \cdot 7{,}3}{2 \cdot 0{,}55} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда n_1 = 2,3о (больше допустимого значения).

Расчет 2-й секции колонны

7.6.5. Выбор труб

На участке I00 м $\leqslant z <$ 235 м требуется подобрать трубы при n_1 = I,465.

Составляем этот участок колонны [ℓ_2 = (235 - I00) м = = I35 м] из труб с высаженными наружу концами по ГОСТ 633-63 (диаметр 73, толщина стенки 5,5 мм, группа прочности Д), что позволяет обеспечить необходимую прочность на растяжение.

7.6.6. Проверка на прочность верхней трубы 2-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $p_{низ}$ при z = I00 м по формуле (6):

$$p_{низ} = \{240 - 0{,}1 \cdot 0{,}9\ (1900 - 100) - [(240 - 30)\ \frac{100}{1900} + 30]\} \text{ кгс/см}^2 = 37 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем коэффициент n_1 из выражения (24).

Для этого определяем

$$Q_p = (9{,}47 \cdot 1665 + 9{,}64 \cdot 135) \text{ кгс} = 17069 \text{ кгс}.$$

$$\frac{17069}{11{,}66} + 1{,}15 \frac{37 \cdot 7{,}3}{2 \cdot 0{,}55} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда $n_1 = 2{,}18$ (значение больше допустимого).

Расчет 3-й секции колонны

7.6.7. Выбор труб

Остальные 100 м колонны (вертикальный участок) можно составить из гладких труб по ГОСТ 633-63 (диаметр 73, толщина стенки 5,5 мм, группа прочности Д).

Допустимую длину ℓ_3 находим по формуле (36) при коэффициенте $n_1 = 1{,}3$:

$$\ell_3 = \left[\frac{28410/1{,}3 - (9{,}47 \cdot 1665 + 9{,}64 \cdot 135) - 3622}{9{,}47}\right] \text{м} = 123 \text{ м}.$$

$$\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 > L.$$

Длина 3-й секции $\ell_3 = 100$ м.

7.6.8. Проверка на прочность верхней трубы 3-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $\rho_{низ}$ при $z = 0$ по формуле (6):

$$\rho_{низ} = (240 - 0{,}1 \cdot 0{,}9 \cdot 1900 - 30) \text{ кгс/см}^2 = 39 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем коэффициент запаса n_1 из выражения (24):

$$\frac{9{,}47 \cdot 1665 + 9{,}64 \cdot 135 + 9{,}47 \cdot 100}{11{,}66} + 1{,}15 \frac{39 \cdot 7{,}3}{2 \cdot 0{,}55} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда $n_1 = 2{,}06$ (больше допустимого значения).

Конструкция колонны, полученная в результате расчета

Номер секции	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции, тс
I	73	5,5	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	I665	I5,77
2	73	5,5	С высаженными наружу концами (ГОСТ 633-63)	Д	I35	I,30
3	73	5,5	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	I00	0,95
Итого					I900	I8,02

7.6.9. Расчет критической скорости движения жидкости

Расчет проводим по формуле (26). Для этого определяем следующие величины:

$$\Delta_T = \left(\frac{240 - 30 - 0,I \cdot 0,9 \cdot 2000}{I900}\right) \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м} = 0,0I6 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м};$$

$$g_ж = (0,I \cdot 0,9 \cdot II,66) \text{ кгс/м} = I,05 \text{ кгс/м};$$

$$g_в = (0,I \cdot 0,9 \cdot 30,I8) \text{ кгс/м} = 2,72 \text{ кгс/м};$$

$$V_{кр} = \sqrt{2,55 \frac{9,8}{2,72} \sqrt[3]{I4034,3 \left(9,47 - I,05 + 0,0I6 \cdot 30,I8\right)^2}} \text{ м/с} =$$

$= 30,8$ м/с.

Следовательно, $V < V_{кр}$.

Приложение I
Справочное

ПРОЧНОСТНЫЕ, ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ И ВЕСОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

Таблица I

Механические характеристики материалов насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-63, кгс/см^2

Показатели	Группа прочности стали				
	Д	К	Е	Л	М
Временное сопротивление $\sigma_в$, не менее	6500	7000	7500	8000	9000
Предел текучести $\sigma_т$, не менее	3800	5000	5500	6500	7500

Таблица 2

Величины страгивающих нагрузок соединений гладких насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-63, рассчитанные по формуле Яковлева - Шумилова, тс

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
48	4,0	II,49	I5,I2	I6,63	I9,65	22,68
60	5,0	20,II	26,46	29,II	34,40	39,69
73	5,5	28,4I	37,39	4I,I3	48,60	56,08
73	7,0	37,78	49,68	54,65	64,58	74,52
89	6,5	42,35	55,72	6I,29	72,44	83,58
I02	6,5	45,03	59,25	65,I8	77,03	88,88
II4	7,0	55,64	73,2I	80,53	95,I8	I09,82

Таблица 3

Величины растягивающих нагрузок, при которых напряжения в теле труб по ГОСТ 633-63 и труб типа НКБІ достигают предела текучести, тс

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
33	3,5	I2,49	I6,43	I8,07	2I,36	24,65
42	3,5	I6,I6	2I,27	23,39	27,65	3I,90
48	4,0	2I,I4	27,82	30,60	36,I7	4I,73
60	5,0	32,99	43,4I	47,75	56,43	65,I2
73	5,5	44,30	58,29	64,II	75,77	87,43
73	7,0	55,I3	72,53	79,79	94,29	I08,80
89	6,5	63,45	83,49	9I,84	I08,54	I25,24
89	8,0	76,79	I0I,04	III,I4	I3I,35	I5I,56
I02	6,5	73,76	97,05	I06,76	I26,I7	I45,58
II4	7,0	89,62	II7,92	I29,7I	I53,30	I76,88

Таблица 4

Величины растягивающих нагрузок, при которых напряжения в опасном сечении гладких труб типа НКМ достигают предела текучести (по данным ВНИИБТ), тс

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
60	5,0	26,96	35,48	39,03	46,I2	53,22
73	5,5	36,98	48,66	53,52	63,26	72,99
73	7,0	47,8I	62,90	69,20	8I,78	94,36
89	6,5	54,98	72,34	79,57	94,04	I08,5I
89	8,0	68,29	89,86	98,85	II6,82	I34,79
I02	6,5	63,54	83,60	9I,97	I08,69	I25,4I
II4	7,0	78,I2	I02,78	II3,06	I33,62	I54,I8

Таблица 5

Внутреннее и наружное критические давления, при которых напряжения в теле труб по ГОСТ 633-63 и труб типа НКБІ, НКМ достигают предела текучести, кгс/см^2 *

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление $p_т$ по группам прочности материала					Наружное давление $p_{кр}$ по группам прочности материала				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
33	3,5	697	9I7	I009	II92	I375	522	678	74I	865	986
42	3,5	552	726	798	943	I089	402	5I7	563	65I	735
48	4,0	55I	725	797	942	I087	4I9	538	586	678	766
60	5,0	55I	726	798	943	I088	398	5II	557	644	727
73	5,5	50I	659	725	857	989	37I	474	5I5	592	665
73	7,0	638	839	923	I09I	I259	520	674	737	859	977
89	6,5	486	640	704	832	960	372	475	5I6	592	663
89	8,0	598	787	866	I024	II8I	497	644	703	8I8	928
I02	6,5	425	560	6I6	728	840	304	383	4I3	468	5I8
II4	7,0	407	536	589	697	804	295	369	397	448	493

* Наружные критические давления рассчитаны для наибольших возможных по ГОСТ 633-63 значений овальности и разностенности.

Таблица 6

Геометрические характеристики насосно-компрессорных труб отечественного производства

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки трубы, мм	Площадь, $см^2$			
			по наружному диаметру $F_н$	проходного канала $F_в$	поперечного сечения F	опасного сечения F_o труб гладких по ГОСТ 633-63
33	33,4	3,5	8,76	5,47	3,29	-
42	42,2	3,5	I3,98	9,73	4,25	-
48	48,3	4,0	I8,3I	I2,75	5,56	3,46
60	60,3	5,0	28,54	I9,76	8,68	6,09
73	73,0	5,5	4I,83	30,I8	II,66	8,5I
73	73,0	7,0	4I,83	27,33	I4,5I	II,36
89	88,9	6,5	62,04	45,34	I6,70	I2,82
89	88,9	8,0	62,04	4I,83	20,2I	-
I02	I0I,6	6,5	8I,03	6I,62	I9,4I	I3,74
II4	II4,3	7,0	I02,56	78,97	23,58	I7,I9

Продолжение табл. 6

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Осевой момент инерции сечения трубы J, $см^4$	Жесткость трубы EJ, $кгс \cdot м^2$	Осевой момент сопротивления, $см^3$	
				сечения трубы W	опасного сечения W_o труб гладких по ГОСТ 633-63
33	3,5	3,72	78I,2	2,23	-
42	3,5	8,03	I686,3	3,8I	-
48	4,0	I3,76	2889,6	5,70	3,5I
60	5,0	33,46	7026,6	II,I0	7,73
73	5,5	66,83	I4034,3	I8,3I	I3,30
73	7,0	79,88	I6774,8	2I,88	I7,0I
89	6,5	I42,77	2998I,7	32,I2	24,55
89	8,0	I67,I2	35095,2	37,60	-
I02	6,5	220,45	46294,5	43,40	30,58
II4	7,0	340,86	7I580,6	59,64	43,32

Таблица 7

Теоретический вес I м колонны, составленной из труб отечественного производства, кгс/м

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Трубы по ГОСТ 633-63		Трубы типов	
		гладкие	с высаженными концами	НКБТ	НКМ
33	3,5	-	2,66	-	-
42	3,5	-	3,46	-	-
48	4,0	4,45	4,54	-	-
60	5,0	7,01	7,12	7,07	7,07
73	5,5	9,47	9,64	9,44	9,48
73	7,0	11,70	11,87	11,73	11,71
89	6,5	13,68	13,93	13,63	13,75
89	8,0	-	16,69	16,46	-
102	6,5	15,80	16,05	15,74	15,88
114	7,0	19,13	19,49	19,09	19,42

Примечание. Теоретический вес I м колонны принят с учетом веса соединения и высадок. Длина трубы принята равной 7,75 м.

Приложение 2

Справочное

Прочностные, геометрические и весовые характеристики труб зарубежного производства

Таблица I

Механические характеристики материалов насосно-компрессорных труб зарубежного производства

Марка стали	Предел текучести, кгс/см^2		Наименьший предел прочности, кгс/см
	наименьший	наибольший	
По стандарту АНИ			
H-40	28I0	-	4220
J-55	3870	5620	5270
M-80	5620	7730	7030
P-I05	7380	9490	8440
C-75	5270	6330	6680
L-80	5620	6680	6680
C-95	6680	7730	7380
Не стандартизованных АНИ			
C-90	6330	7382	7380
O-95	6680	8790	7730
Q-I25	8790	I0900	9490
V-I50	I0550		II250

Таблица 2

Величины растягивающих нагрузок, при которых напряжения в резьбовой части соединения достигают предела текучести, тс

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали				
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	P-I05
Трубы гладкие по стандартам АНИ						
26,7	2,87	2,9	4,0	5,4	5,8	-
33,4	3,38	5,0	6,8	9,3	9,9	-
42,2	3,56	7,0	9,7	I3,2	I4,I	-
48,3	3,68	8,7	II,9	I6,2	I7,3	-
60,3	4,24	I3,7	I8,8	25,6	27,3	-
	4,83	I6,3	22,4	30,6	32,6	42,8
	6,45	-	-	43,8	46,7	6I,3
73,0	5,5I	23,9	32,9	44,9	47,9	62,8
	7,82	-	-	67,7	72,3	94,8
88,9	5,49	29,5	40,6	55,3	59,0	-
	6,45	36,I	49,7	67,6	72,2	94,7
	7,34	42,0	57,7	78,7	84,0	-
	9,52	-	-	I04,8	III,8	I46,7
I0I,6	5,74	32,7	44,9	6I,2	65,3	-
II4,3	6,88	47,0	65,0	89,0	95,0	-
Трубы с безмуфтовым соединением по стандартам АНИ						
33,4	3,38	7,2	I0,0	I3,6	I4,5	-
42,2	3,I8	I0,I	I3,8	-	-	-
	3,56	I0,I	I3,8	I8,9	20,I	-
48,3	3,I8	I2,2	I6,8	-	-	-
	3,68	I2,2	I6,8	22,9	24,4	-
52,4	3,96	I6,2	22,3	30,3	32,4	-

Окончание табл. 2

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали				
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	P-I05
Трубы типа А-95 фирмы "Хайдрил"						
42,2	3,56	-	I5,7	-	23,I	-
48,3	3,68	-	I9,0	-	27,6	-
52,4	3,96	-	22,I	-	32,I	-
60,3	4,83	-	30,9	-	44,9	-
73,0	5,5I	-	42,9	-	62,3	-
88,9	6,45	-	6I,4	-	89,2	-
I0I,6	6,65	-	72,9	-	I05,8	-
II4,3	6,88	-	85,3	-	I23,9	-

Таблица 3

Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести [для труб фирм "Валлурек" (VAM), "Хайдрил" (PH-6, CS), "Маннесман" (TDS), "Атлас Брэдфорд" (DSS-HT, IJ-4S, IJ-3SS, TC-4S) и с высаженными наружу концами, изготавливаемых по стандарту АНИ], тс

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95 (O-95)	P-I05
26,7	2,87	6,0	8,3	II,3	I2,I	-	-	I5,9
	3,9I	-	I0,8	I4,8	I5,7	-	-	20,7
33,4	3,38	9,0	I2,3	I6,8	I7,9	-	-	23,5
	4,55	-	I5,9	2I,7	23,2	-	-	30,4
42,2	3,56	I2,I	I6,7	22,8	24,3	-	-	3I,9
	4,85	-	22,0	30,0	32,0	-	-	42,0
	5,03	-	22,7	30,9	33,0	-	-	43,3

Продолжение табл. 3

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95 (O-95)	P-I05
48,3	3,68	I4,5	20,0	27,2	29,0	-	-	38,I
	5,08	-	26,7	36,3	38,7	-	-	50,8
	5,56	-	28,9	39,3	4I,9	-	-	55,I
52,4	3,96	-	23,3	3I,7	33,8	-	-	44,4
	5,69	-	32,3	44,0	46,9	-	-	6I,6
60,3	4,83	23,6	32,5	44,3	47,3	53,2	56,2	62,I
	5,54	-	36,9	50,2	53,6	60,3	63,7	70,3
	6,45	-	42,2	57,5	6I,3	69,I	72,9	80,5
	6,62	-	43,2	58,8	62,7	70,6	74,5	82,4
	7,I2	-	-	62,7	66,8	75,3	79,4	87,7
	8,53	-	53,7	73,I	77,9	87,8	92,7	I02,4
73,0	5,5I	32,8	45,2	6I,6	65,6	73,9	78,0	86,2
	7,0I	-	56,2	76,6	8I,7	92,0	97,I	I07,2
	7,82	-	62,0	84,4	90,0	I0I,3	I06,9	II8,2
	8,64	-	67,6	92,0	98,I	-	-	I28,9
	9,I9	-	7I,2	97,0	I03,5	II6,5	I23,0	I35,9
	9,96	-	76,3	I03,9	II0,8	-	-	I45,5
	I0,28	-	78,4	I06,7	II3,8	I28,2	I35,3	I49,4
	II,I7	-	83,9	II4,3	I2I,9	-	-	I60,I
88,9	5,49	-	55,7	75,8	80,8	9I,0	96,I	I06,I
	6,45	46,9	64,6	88,0	93,9	I05,7	III,6	I23,2
	7,34	-	72,8	99,I	I05,7	II9,0	I25,6	I38,7
	9,35	-	90,4	I23,I	I3I,3	-	-	I72,4
	9,52	-	9I,8	I25,I	I33,4	I50,2	I58,5	I75,I
	I0,50	-	I00,0	I36,2	I45,3	I63,6	I72,7	I90,8
	II,43	-	I07,6	I46,5	I56,2	I76,0	I85,7	205,2
	I2,09	-	II2,8	I53,7	I63,9	-	-	2I5,2
	I2,40	-	II5,3	I57,0	I67,4	I88,6	I99,0	I99,9
	I2,95	-	II9,5	I62,7	I73,5	-	-	227,9
	I3,46	-	I23,4	I68,0	I79,2	-	-	235,3

Окончание табл. 3

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95 (O-95)	P-I05
I0I,6	5,74	-	66,9	9I,I	97,I	I09,4	II5,4	I27,5
	6,65	55,7	76,7	I04,5	III,4	I25,5	I32,5	I46,3
	7,26	60,4	83,2	II3,4	I20,9	I36,I	I43,7	I58,7
	8,38	-	94,9	I29,3	I37,9	I55,3	I63,9	I8I,0
	9,65	-	I07,8	I46,8	I56,6	I76,4	I86,I	205,6
	I0,92	-	I20,3	I63,8	I74,7	I96,8	207,7	229,4
	I2,70	-	I37,2	I86,8	I99,2	-	-	26I,6
	I5,49	-	I62,I	220,7	235,4	-	-	309,I
II4,3	6,88	65,2	89,8	I22,3	I30,4	I46,9	I55,0	I7I,3
	7,37	-	95,8	I30,4	I39,I	-	-	I82,7
	8,56	-	II0,0	I49,8	I59,7	-	-	209,7
	9,65	-	I22,7	I67,I	I78,2	-	-	234,0
	I0,20	-	I29,0	I75,7	I87,4	2II,0	222,7	246,0
	I0,92	-	I37,2	I86,8	I99,2	-	-	26I,6
	I2,70	-	I56,8	2I3,5	227,7	-	-	299,0
	I4,22	-	I73,0	235,5	25I,2	-	-	329,8
	I6,00	-	I9I,I	260,3	277,6	-	-	364,5

Таблица 4

Наружное давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кгс/см^2

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95 (O-95)	P-I05
26,7	2,87	540	742	I0I3	I08I	–	–	I4I8
	3,9I	–	968	I320	I408	–	–	I848
33,4	3,38	5II	703	959	I023	–	–	I342
	4,55	–	9I0	I240	I323	–	–	I737
42,2	3,I8	392	539	–	–	–	–	–
	3,56	435	597	8I4	869	–	–	II40
	4,85	–	787	I074	II45	–	–	I503
	5,03	–	8I3	II08	II82	–	–	I55I
48,3	3,I8	346	467	–	–	–	–	–
	3,68	397	545	743	793	–	–	I005
	5,08	–	728	993	I060	–	–	I39I
	5,56	–	789	I076	II47	–	–	I506
50,8	4,I9	–	585	798	85I	–	–	III7
52,4	3,96	393	54I	737	786	–	–	989
	4,I9	4I3	569	775	827	9I4	983	I086
	5,69	–	749	I020	I088	–	–	I429
60,3	4,24	368	506	669	702	–	–	–
	4,83	4I4	570	776	828	932	983	I087
	5,54	–	645	880	938	I059	III4	I23I
	6,45	–	738	I008	I074	I209	I276	I4I0
	6,62	–	757	I03I	II00	–	–	I444
	7,I2	–	–	I097	II70	I3I6	I389	I536
	8,53	–	939	I28I	I366	I537	I623	I794
73,0	5,5I	392	540	736	785	868	909	985
	7,0I	–	67I	9I5	977	I098	II59	I282
	7,82	–	740	I009	I076	I2II	I278	I4I3
	8,03	550	758	I032	II00	I2I6	I308	I445
	8,64	–	808	II00	II73	–	–	I540
	9,I9	–	–	II6I	I238	I393	I470	I625

Окончание табл. 4

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95 (O-95)	P-I05
73,0	9,96	-	9II	I242	I324	-	-	I739
	I0,28	-	936	I276	I36I	I532	I6I7	I787
	II,I7	-	I003	I367	I457	-	-	I9I3
88,9	5,49	326	420	530	553	599	622	664
	6,45	378	520	706	740	8I2	848	9I8
	7,34	426	586	799	852	959	I006	III9
	9,35	-	728	992	I059	-	-	I389
	9,52	-	740	I009	I076	I2II	I278	I4I3
	I0,50	-	8I0	II05	II78	I325	I399	I546
	II,43	-	865	II79	I258	I4I5	I494	I65I
	I2,09	-	909	I240	I322	-	-	I735
	I2,40	-	928	I266	I350	I5I9	I603	I772
	I2,95	-	963	I3I2	I400	-	-	I838
	I3,46	-	993	I355	I444	-	-	I897
I0I,6	5,74	285	359	446	463	496	5I3	543
	6,65	345	463	59I	6I9	674	700	752
	7,26	-	5I3	687	72I	-	-	892
	8,38	-	586	798	85I	958	I0II	III8
	9,65	-	665	907	967	I088	II49	I270
	I0,92	-	742	I0I2	I079	I2I4	I282	I4I7
	I2,70	-	846	II54	I230	-	-	I6I5
	I5,49	-	I000	I363	I454	-	-	I908
ł,3	5,69	229	282	337	347	366	373	-
	6,88	3I6	402	506	527	570	59I	629
	7,37	-	45I	574	600	-	-	728
	8,56	-	536	73I	780	-	-	972
	9,65	-	-	8I4	869	-	I033	II4I
	I0,20	457	629	856	9I3	I029	I086	II99
	I0,92	-	669	9II	972	-	-	I275
	I2,70	-	764	I04I	IIII	-	-	I458
	I4,22	-	843	II49	I224	-	-	I609
	I6,00	-	93I	I270	I354	-	-	I777

Таблица 5

Внутреннее давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кгс/см^2

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		Н-40	J-55 (К-55)	С-75	N-80 (L-80)	С-90	С-95 (О-95)	Р-I05
26,7	2,87	529	728	993	I059	-	-	I39I
	3,9I	-	993	I35I	I44I	-	-	I892
33,4	3,38	498	684	933	995	-	-	I306
	4,55	-	92I	I256	I340	-	-	I758
42,2	3,I8	370	5I0	-	-	-	-	-
	3,56	4I5	57I	778	830	-	-	I090
	4,85	-	778	I062	II33	-	-	I486
	5,03	-	807	II0I	II74	-	-	I54I
48,3	3,I8	324	445	-	-	-	-	-
	3,68	375	5I7	704	75I	-	-	986
	5,08	-	7I2	972	I036	-	-	I360
	5,56	-	780	I064	II35	-	-	I489
50,8	4,I9	-	558	76I	8I2	-	-	I066
52,4	3,96	372	5I2	697	744	-	-	977
	4,I9	393	542	737	786	886	935	I033
	5,69	-	735	I002	I069	-	-	I403
60,3	4,24	346	476	649	692	-	-	-
	4,83	394	54I	738	787	886	935	I033
	5,54	-	622	847	903	I0I7	I073	II86
	6,45	-	723	987	I052	II84	I250	I38I
	6,62	-	744	I0I4	I082	-	-	I420
	7,I2	-	-	I088	I160	I306	I378	I523
	8,53	-	958	I306	I393	I567	I654	I828
73,0	5,5I	37I	5I0	697	743	836	882	975
	7,0I	-	650	886	945	I063	II22	I240
	7,82	-	726	988	I054	II86	I252	I384
	8,03	540	743	I0I5	I083	I2I8	I286	I42I
	8,64	-	80I	I09I	II64	-	-	I528

Окончание табл. 5

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95 (O-95)	P-I05
73,0	9,I9	-	-	II62	I240	I394	I472	I627
	9,96	-	922	I258	I342	-	-	I76I
	I0,28	-	954	I300	I387	I560	I647	I820
	II,I7	-	I036	I4I3	I507	-	-	I977
88,9	5,49	304	4I8	569	607	683	72I	797
	6,45	357	49I	669	7I4	804	849	937
	7,34	406	559	762	8I3	9I4	965	I067
	9,35	-	7I2	970	I036	-	-	I358
	9,52	-	727	988	I054	II86	I252	I384
	I0,50	-	804	I097	II70	I3I6	I389	I536
	II,43	-	870	II86	I265	I423	I503	I660
	I2,09	-	920	I255	I339	-	-	I757
	I2,40	-	944	I287	I372	I544	I630	I80I
	I2,95	-	986	I345	I434	-	-	I882
	I3,46	-	I025	I398	I49I	-	-	I957
I0I,6	5,74	278	382	522	556	626	66I	730
	6,65	322	443	605	645	725	766	846
	7,26	-	484	660	704	-	-	924
	8,38	-	558	76I	8I2	9I4	965	I066
	9,65	-	643	877	935	I052	IIII	I228
	I0,92	-	728	992	I058	II90	I256	I389
	I2,70	-	846	II54	I230	-	-	I6I5
	I5,49	-	I032	I408	I50I	-	-	I970
II4,3	5,69	-	337	459	490	55I	58I	-
	6,88	297	408	555	593	667	704	778
	7,37	-	436	595	634	-	-	832
	8,56	-	507	69I	737	-	-	967
	9,65	-	-	779	83I	-	987	I09I
	I0,20	439	604	823	878	989	I043	II53
	I0,92	-	647	882	94I	-	-	I235
	I2,70	-	752	I025	I094	-	-	I436
	I4,22	-	842	II48	I225	-	-	I608
	I6,00	-	948	I292	I378	-	-	I809

Таблица 6

Геометрические характеристики насосно-компрессорных труб зарубежного производства

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Площадь, $см^2$				Осевой момент инерции сечения трубы J, $см^4$	Жесткость трубы EJ, $кгс \cdot м^2$	Осевой момент сопротивления, $см^3$	
		по наружному диаметру $F_н$	проходного канала $F_в$	поперечного сечения F	опасного сечения F_0 труб гладких по стандарту АНИ			сечения трубы W	опасного сечения W_0 труб гладких по стандарту АНИ
26,7	2,87	5,60	3,45	2,I5	I,03	I,55	325,5	I,I6	0,49
	3,9I		2,80	2,80	-	I,87	392,7	I,40	-
33,4	3,38	8,76	5,57	3,I9	I,77	3,63	762,3	2,I7	I,09
	4,55		4,64	4,I2	-	4,40	924,0	2,64	-
42,2	3,I8	I3,98	I0,08	3,90	-	7,46	I566,6	3,54	-
	3,56		9,66	4,32	2,5I	8,I3	I707,3	3,85	2,07
	4,85		8,29	5,69	-	I0,09	2II8,9	4,78	-
	5,03		8,II	5,87	-	I0,30	2I63,0	4,88	-
	3,I8	I8,3I	I3,8I	4,5I	-	II,52	24I9,2	4,77	-
	3,68		I3,I6	5,I6	3,08	I2,92	27I3,2	5,35	2,98
	5,08		II,42	6,89	-	I6,32	3427,2	6,76	-
	5,56		I0,85	7,46	-	I7,33	3639,3	7,I8	-
50,8	4,I9	20,26	I4,I3	6,I3	-	I6,79	3525,9	6,6I	-
52,4	3,96	2I,55	I5,53	6,02	-	I7,78	3733,8	6,79	-
	4,I9		I5,2I	6,34	-	I8,60	3906,0	7,I0	-
	5,69		I3,2I	8,35	-	23,I0	485I,0	8,82	-
60,3	4,24	28,54	2I,08	7,46	4,86	29,49	6I92,9	9,78	6,03
	4,83		20,I3	8,4I	5,8I	32,60	6846,0	I0,8I	7,06
	5,54		I9,02	9,53	-	36,07	7574,7	II,96	-
	6,45		I7,64	I0,9I	8,30	40,I0	842I,I	I3,30	9,55
	6,62		I7,38	II,I6	-	40,80	8568,0	I3,53	-
	7,I2		I6,65	II,89	-	42,78	8983,8	I4,I9	-
	8,53		I4,68	I3,87	-	47,7I	I00I9,I	I5,82	-
73,0	5,5I	4I,83	30,I6	II,68	8,5I	66,93	I4055,3	I8,34	I2,77
	7,0I		27,3I	I4,53	-	79,96	I679I,6	2I,9I	-
	7,82		25,83	I6,0I	I2,84	86,22	I8I06,2	23,62	I8,06
	8,03		25,45	I6,38	-	87,76	I8429,6	24,04	-
	8,64		24,37	I7,46	-	92,04	I9328,4	25,22	-
	9,I9		23,42	I8,4I	-	95,66	20088,6	26,2I	-

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Площадь, $см^2$				Осевой момент инерции сечения трубы J, $см^4$	Жесткость трубы EJ, $кгс \cdot м^2$	Осевой момент сопротивления, $см^3$	
		по наружному диаметру $F_н$	проходного канала $F_в$	поперечного сечения F	опасного сечения F_o труб гладких по стандарту АНИ			сечения трубы W	опасного сечения W_o труб гладких по стандарту АНИ
73,0	9,96	41,83	22,12	19,72	-	100,38	210079,8	27,50	-
	10,28		21,59	20,25	-	102,23	21468,3	28,01	-
	11,17		20,15	21,69	-	107,02	22474,2	29,32	-
88,9	5,49	62,04	47,66	14,38	10,51	125,58	26371,8	28,25	19,91
	6,45		45,34	16,70	12,83	142,76	29979,6	32,12	23,78
	7,34		43,24	18,80	14,93	157,57	33089,7	35,45	27,11
	9,35		38,69	23,36	-	187,30	39333,0	42,14	-
	9,52		38,31	23,73	19,87	189,59	39813,9	42,65	34,31
	10,50		36,19	25,85	-	202,16	42453,6	45,48	-
	11,43		34,24	27,80	-	213,13	44757,3	47,95	-
	12,09		32,88	29,16	-	220,37	46277,7	49,58	-
	12,40		32,25	29,79	-	223,62	46960,2	50,31	-
	12,95		31,22	30,88	-	229,16	48123,6	51,55	-
	13,46		30,16	31,88	-	234,04	49148,4	52,65	-
101,6	5,74	81,03	63,75	17,28	11,61	199,17	41825,7	39,21	25,30
	6,65		61,21	19,83	-	224,53	47151,3	44,20	-
	7,26		59,53	21,51	-	240,67	50540,7	47,38	-
	8,38		56,50	24,53	-	268,60	56406,0	52,87	-
	9,65		53,17	27,86	-	297,70	62517,0	58,60	-
	10,92		49,94	31,09	-	324,23	68088,3	63,82	-
	12,70		45,58	35,45	-	357,37	75047,7	70,35	-
	15,49		39,15	41,88	-	400,76	84159,6	78,89	-
114,3	5,69	102,56	83,15	19,41	-	286,91	60251,1	50,20	-
	6,88		79,35	23,21	16,82	336,09	70578,9	58,81	41,11
	7,37		77,81	24,75	-	355,36	74625,6	62,18	-
	8,56		74,14	28,42	-	399,82	83962,2	69,96	-
	9,65		70,85	31,71	-	437,79	91935,9	76,60	-
	10,20		69,22	33,34	-	455,98	95755,8	79,79	-
	10,92		67,11	35,45	-	478,84	100556,4	83,79	-
	12,70		62,04	40,52	-	530,96	111501,6	92,91	-
	14,22		57,87	44,69	-	570,77	119861,7	99,87	-
	16,00		53,17	49,39	-	612,32	128587,2	107,14	-

Таблица 7

Теоретический вес I м колонны, составленной из труб зарубежного производства, кгс/м

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Трубы по стандартам АНИ				Трубы VAM фирмы "Валлурек"
		гладкие	с высаженными концами		безмуфтовые	
			с нормальными муфтами	со специальными муфтами уменьшенного диаметра		
26,7	2,87	I,70	I,79	-	-	-
33,4	3,38	2,53	2,68	-	2,56	-
42,2	3,I8	-	-	-	3,I3	-
	3,56	3,42	3,57	-	3,47	-
48,3	3,I8	-	-	-	3,57	-
	3,68	4,09	4,32	-	4,II	-
52,4	3,96	-	-	-	4,84	-
60,3	4,24	5,95	-	-	-	-
	4,83	6,85	6,99	6,82	-	6,85
	5,54	-	-	-	-	7,59
	6,45	8,63	8,85	8,75	-	8,63
73,0	5,5I	9,52	9,67	9,45	-	9,52
	7,0I	-	-	-	-	II,46
	7,82	I2,80	I2,95	I2,79	-	I2,80
	9,I9	-	-	-	-	I4,44

Продолжение табл. 7

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Трубы по стандартам АНИ				Трубы VAM фирмы "Валлурек"
		гладкие	с высаженными концами		безмуфтовые	
			с нормальными муфтами	со специальными муфтами уменьшенного диаметра		
88,9	5,49	11,46	–	–	–	11,46
	6,45	13,69	13,84	13,51	–	13,69
	7,34	15,18	–	–	–	15,18
	9,52	18,90	19,27	18,96	–	18,90
	10,49	–	–	–	–	20,39
	11,43	–	–	–	–	21,88
101,6	5,74	14,14	–	–	–	14,14
	6,65	–	16,37	–	–	16,22
	8,38	–	–	–	–	19,35
	9,65	–	–	–	–	22,02
	10,92	–	–	–	–	24,55
114,3	5,69	–	–	–	–	15,63
	6,88	18,75	18,97	–	–	18,75
	7,37	–	–	–	–	20,09
	8,56	–	–	–	–	22,47
	9,65	–	–	–	–	25,15
	10,92	–	–	–	–	27,98
	12,70	–	–	–	–	32,14
	14,22	–	–	–	–	36,61

Продолжение табл. 7

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Трубы фирмы "Хайдрил" типов			Трубы фирмы "Атлас Брэдфорд" типов				Трубы TDS фирмы "Маннесман"
		PH-6	A-95	CS	DSS-HT	IJ-4S	IJ-3SS	TC-4S	
26,7	2,87	–	–	I,79	–	–	–	–	–
33,4	3,38	–	–	2,68	2,68	–	2,68	–	–
42,2	3,56	–	3,57	3,57	3,57	–	3,57	–	–
48,3	3,68	–	4,32	4,32	–	–	–	–	–
	5,08	–	–	–	5,42	–	5,42	–	–
52,4	3,96	–	4,84	4,84	5,06	–	5,06	–	–
60,3	4,83	–	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,85
	5,54	–	–	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	–
	6,45	8,85	–	–	8,85	8,85	8,85	8,85	8,85
	6,63	9,23	–	–	9,23	9,23	9,23	9,23	–
	8,53	II,46	–	–	II,46	II,46	II,46	II,46	–
73,0	5,5I	–	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67	9,52
	7,0I	II,76	–	–	II,76	II,76	II,76	II,76	–
	7,82	I2,95	–	–	I2,95	I2,95	I2,95	I2,95	I2,95
	8,03	–	–	–	I3,24	–	–	–	–
	8,64	I4,I4	–	–	I4,I4	I4,I4	I4,I4	I4,I4	–
	9,I9	–	–	–	–	I5,48	–	I5,48	–

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Трубы фирмы "Хайдрил" типов			Трубы фирмы "Атлас Бредфорд" типов				Трубы TDS фирмы "Маннесман"
		PH-6	A-95	CS	DSS-HT	IJ-4S	IJ-3SS	TC-4S	
73,0	I0,28	I6,37	–	–	I6,37	I6,37	I6,37	I6,37	–
	II,I8	–	–	–	I7,34	I7,34	I7,34	I7,34	–
88,9	6,45	–	I3,84	I3,84	I3,84	I3,84	I3,84	I3,84	I3,69
	7,34	–	–	I5,33	I5,33	I5,33	I5,33	I5,33	I5,33
	9,35	I9,05	–	–	I9,05	I9,05	–	I9,05	–
	9,52	I9,27	–	–	I9,27	I9,27	I9,27	I9,27	I9,27
I0I,6	6,65	–	I6,07	I6,07	I6,07	–	I6,22	I6,07	I6,22
	8,38	I9,94	–	–	I9,94	I9,94	I9,94	I9,94	–
II4,3	6,88	–	I8,97	I8,97	I8,97	I8,97	I8,97	I8,97	I8,75
	7,37	–	–	20,09	20,09	20,09	–	20,09	–
	8,56	23,07	–	–	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07
	9,65	–	–	–	25,I5	25,I5	–	25,I5	–
	I0,92	28,57	–	–	28,57	28,57	28,5	28,57	–
	I2,70	–	–	–	32,I4	32,I4	–	32,I4	–

Приложение 3

Справочное

Предельные глубины спуска одноступенчатой колонны насосно-компрессорных труб отечественного производства, м

Таблица I

Трубы гладкие по ГОСТ 633-63

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
48	4,0	I986	26I4	2874	3397	3920
60	5,0	2207	2904	3I94	3775	4355
73	5,5	2308	3037	334I	3948	4555
	7,0	2484	3266	3593	4246	4899
89	6,5	238I	3I33	3446	4073	4700
I02	6,5	2I92	2885	3I73	375C	4327
II4	7,0	2237	2944	3238	3827	44I6

Таблица 2

Трубы с высаженными наружу концами по ГОСТ 633-63

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
33	3,5	36I2	475I	5226	6I77	7I28
42	3,5	3593	4729	5200	6I47	7092
48	4,0	3582	47I4	5I85	6I28	7070
60	5,0	3564	4690	5I59	6097	7035
73	5,5	3535	465I	5II6	6046	6976
	7,0	3573	4700	5I7I	6II0	705I
89	6,5	3504	46I0	5072	5994	69I6
	8,0	3539	4657	5I22	6054	6985
I02	6,5	3535	465I	5II7	6047	6977
II4	7,0	3537	4654	5II9	6050	698I

Таблица 3

Трубы типа НКБІ

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
60	5,0	3589	4723	5I95	6I40	7085
73	5,5	36I0	4750	5224	6I74	7I24
	7,0	36I5	4756	5232	6I83	7I35
89	6,5	358I	47I2	5I83	6I26	7068
	8,0	3589	4722	5I94	6I38	7083
I02	6,5	3605	4743	52I7	6I66	7II5
II4	7,0	36II	4752	5227	6I77	7I27

Таблица 4

Трубы типа НКМ

Условний диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
60	5,0	2933	3860	4247	50I8	5790
73	5,5	300I	3948	4343	5I33	5923
	7,0	3I4I	4I32	4546	5372	6I98
89	6,5	3076	4047	445I	526I	6070
I02	6,5	3078	4050	4455	5265	6075
II4	7,0	3094	407I	4478	5293	6I07

Примечание. Предельные глубины спуска рассчитаны для одноступенчатой колонны, составленной из труб одной группы прочности и толщины стенки, по формуле (37) при коэффициенте запаса прочности $n_1 = I,3$.

Приложение 4

Геометрические и весовые характеристики штанговой колонны

Условный диаметр штанги, мм	Площадь поперечного сечения штанги, $см^2$	Теоретический вес I м штанговой колонны, кгс/м
I2	I,I3	I,32
I6	2,0I	I,67
I9	2,83	2,35
22	3,80	3,I4
25	4,9I	4,09

Приложение 5

Значения показательной функции

$\frac{\bar{\gamma}(H-z)}{T_{ср}\,m}$	$\frac{0{,}0345\,\bar{\gamma}(H-z)}{T_{ср}\,m}$	$\frac{exp\ 0{,}0345\,\bar{\gamma}(H-z)}{T_{ср}\,m}$	$\frac{\bar{\gamma}(H-z)}{T_{ср}m}$	$\frac{0{,}0345\,\bar{\gamma}(H-z)}{T_{ср}\,m}$	$\frac{exp\ 0{,}0345\,\bar{\gamma}(H-z)}{T_{ср}\,m}$
0,3	0,0I024	I,0I03	3,I	0,I0586	I,III7
0,4	0,0I366	I,0I38	3,2	0,I0928	I,II55
0,5	0,0I707	I,0I73	3,3	0,II270	I,II93
0,6	0,02049	I,0207	3,4	0,II6II	I,I23I
0,7	0,02390	I,0242	3,5	0,II953	I,I269
0,8	0,02732	I,0277	3,6	0,I2294	I,I308
0,9	0,03074	I,03I2	3,7	0,I2636	I,I347
I,0	0,034I5	I,0347	3,8	0,I2977	I,I425
I,I	0,03757	I,0384	3,9	0,I33I9	I,I425
I,2	0,04098	I,04I8	4,0	0,I3660	I,I464
I,3	0,04440	I,0454	4,I	0,I4002	I,I505
I,4	0,0478I	I,0490	4,2	0,I4343	I,I542
I,5	0,05I23	I,0526	4,3	0,I4685	I,I58I
I,6	0,05464	I,056I	4,4	0,I5026	I,I622
I,7	0,05806	I,0598	4,5	0,I5368	I,I66I
I,8	0,06I47	I,0634	4,6	0,I57I0	I,I70I
I,9	0,06489	I,0670	4,7	0,I6050	I,I740
2,0	0,06830	I,0707	4,8	0,I6392	I,I78I
2,I	0,07I72	I,0743	4,9	0,I6734	I,I82I
2,2	0,075I3	I,0780	5,0	0,I7075	I,I86I
2,3	0,07855	I,08I6	5,I	0,I74I7	I,I903
2,4	0,08I96	I,0855	5,2	0,I7758	I,I943
2,5	0,08538	I,0892	5,3	0,I8I00	I,I984
2,6	0,08879	I,0929	5,4	0,I844I	I,2025
2,7	0,09220	I,0966	5,5	0,I8783	I,2066
2,8	0,09562	I,I004	5,6	0,I9I24	I,2I07
2,9	0,09903	I,I04I	5,7	0,I9466	I,2I49
3,0	0,I0245	I,I079	5,8	0,I9807	I,2I9I

Окончание приложения 5

$\frac{\bar{\gamma}(H-z)}{T_{cp}\,m}$	$\frac{0{,}0345\bar{\gamma}(H-z)}{T_{cp}\,m}$	$\frac{exp\,0{,}0345\bar{\gamma}(H-z)}{T_{cp}\,m}$	$\frac{\bar{\gamma}(H-z)}{T_{cp}\,m}$	$\frac{0{,}0345\bar{\gamma}(H-z)}{T_{cp}\,m}$	$\frac{exp\,0{,}0345\bar{\gamma}(H-z)}{T_{cp}\,m}$
5,9	0,20I49	I,2232	8,0	0,27320	I,3I42
6,0	0,20490	I,2274	8,2	0,28003	I,3232
6,I	0,20832	I,23I6	8,4	0,28686	I,3322
6,2	0,2II73	I,2358	8,6	0,29369	I,34I4
6,3	0,2I5I5	I,240I	8,8	0,30052	I,3569
6,4	0,2I856	I,2444	9,0	0,30735	I,3598
6,5	0,22I98	I,2486	9,2	0,3I4I8	I,367I
6,6	0,22539	I,2528	9,4	0,32I0I	I,3785
6,7	0,22880	I,257I	9,6	0,32784	I,3880
6,8	0,23220	I,26I4	9,8	0,33467	I,3975
6,9	0,23564	I,2656	I0,0	0,34I50	I,4068
7,0	0,23905	I,2699	II,0	0,37565	I,4559
7,2	0,24588	I,2788	I2,0	0,40980	I,5065
7,4	0,2527I	I,2875	I3,0	0,44395	I,5588
7,6	0,25954	I,2963	I4,0	0,478I0	I,6I30
7,8	0,26637	I,3022	I5,0	0,5I225	I,6690

СОДЕРЖАНИЕ

I. Общие положения 3

2. Фонтанный способ эксплуатации 6
2.I. Основные исходные данные для расчета 6
2.2. Действующие на колонну нагрузки 7
2.3. Формулы для определения прочности и устойчивости труб. Коэффициенты запасов прочности I3
2.4. Методика расчета лифтовых колонн 20

3. Компрессорный способ эксплуатации 23
3.I. Основные исходные данные для расчета 23
3.2. Действующие на колонну нагрузки 24
3.3. Формулы для определения прочности труб. Коэффициенты запасов прочности 25
3.4. Методика расчета лифтовых колонн 25

4. Эксплуатация скважин штанговыми насосами 26
4.I. Основные исходные данные для расчета 26
4.2. Действующие на колонну нагрузки 26
4.3. Формулы для определения прочности и устойчивости труб. Коэффициенты запасов прочности 27
4.4. Методика расчета колонн 28

5. Эксплуатация скважин электропогружными насосами 29
5.I. Основные исходные данные для расчета 29
5.2. Действующие на колонну нагрузки 29
5.3. Формулы для определения прочности труб. Коэффициенты запасов прочности 29
5.4. Методика расчета колонн 29

6. Интенсификация притока жидкости к забою скважины. Особенности расчета колонн 30
6.I. Основные исходные данные для расчета 30
6.2. Нагнетательные скважины, оборудованные пакерами 3I
6.3. Гидроразрыв пласта 3I
6.4. Гидропескоструйная перфорация 3I
6.5. Тепловая обработка забоя скважины 32

Рекомендации по расчету колонн, составленных из труб зарубежного производства 32

7. Примеры расчета лифтовых колонн 33
7.I. Фонтанная скважина без пакера 33
7.2. Газовая скважина с гидравлическим пакером 36
7.3. Фонтанная скважина с механическим пакером 42
7.4. Компрессорная скважина 47
7.5. Скважина, оборудованная штанговым насосом 5I
7.6. Фонтанная наклонно направленная скважина без пакера 53

Приложения:
I. Прочностные, геометрические и весовые характеристики труб отечественного производства 58
2. Прочностные, геометрические и весовые характеристики труб зарубежного производства 63
3. Предельные глубины спуска одноступенчатой колонны насосно-компрессорных труб отечественного производства 78
4. Геометрические и весовые характеристики штанговой колонны 79
5. Значения показательной функции 80

ИНСТРУКЦИЯ
по расчету колонн
насосно-компрессорных труб

РД 39-I-306-79

Редактор С.Ф.Пахомова

Подписано в печать 2I/X I980. Формат 60x84 I/I6. Бумага №I.
4,7 усл. печ. л. 4,I уч.-изд. л.
Тираж 700 экз. Заказ № 6502 Цена 50 коп.

Всесоюзный научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб. Куйбышев, ул.Авроры, II0.

Областная типография им.Мяги. Куйбышев, ул.Венцека, 60.

gost.e-ecolog.ru