

РД 39·1·306·79

Инструкция по расчету колонн насосно- компрессорных труб

Куйбышев • 1980

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 (АзНИПнефть), 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
№ 21 от 11.01.1980 г. срок введения установлен
с 20.03.1980 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. 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.

1.2. 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.

1.3. В формулах приняты следующие основные обозначения:

Глубина скважины, м	H
Интенсивность искривления скважины, градусов на 10 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	x
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/см³:

- насосно-компрессорных труб	γ
- жидкости в колонне	γ_b
- " за колонной	γ_n
- жидкости, закачиваемой в скважину при освоении	γ_c
- опрессовочной жидкости	$\gamma_{оп}$
- нагнетаемой " "	$\gamma_{нг}$
- жидкости гидроразрыва	γ_r
- песчано-жидкостной смеси при гидроразрывной перфорации	γ_p

Теоретический вес I м, кгс:

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

Давление, кгс/см²:

- избыточное внутреннее на глубине x	$R_{внх}$
- избыточное наружное на глубине x	$R_{них}$
- на буфере в процессе работы скважины	$R_{буф}$
- на забое	$R_{заб}$
- пластовое	$R_{пл}$
- внутреннее избыточное на устье (при закрытом устье)	$R_{виу}$
- на устье при освоении скважины	R_c
- при опрессовке колонны	$R_{оп}$
- на буфере в момент установки гидравлического или гидромеханического пакера	R_p
- пусковое при компрессорной эксплуатации	R_o
- нагнетания на устье	R_n
- гидроразрыва на устье	R_r
- на устье при гидроразрывной перфорации	R_{rp}

- избыточное внутреннее, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести	ρ_T
- 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	Δ_T
Нагрузка, кгс:	
- растягивающая осевая	Q_p
- осевая, связанная с влиянием температуры и давления	Q_1
- осевая сжимающая от веса колонны, передаваемого на пакер	$Q_{раз}$
- сдвигающая	$Q_{стр}$
- допустимая осевая	$[Q]$
- осевая растягивающая, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести	Q_T
- 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_H
- хвостовика колонны	$Q_{хв}$
Температура, °К:	
- газа на устье	$T_{уст}$
- " - на забое	$T_{заб}$
Коэффициент линейного расширения материала труб, 1/°С	α
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_H
- проходного канала труб	F_B

- 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·м ²	EJ
Предел текучести материала труб, кгс/см ²	σ_T
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

2.1. 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

2.2.1. 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. 1, а)
 для нефтяных скважин

$$\rho_{виз} = \rho_{пл} - 0,1 \gamma_v H + 0,1 (\gamma_v - \gamma_n) z ; \quad (1)$$

для газовых скважин

$$\rho_{виз} = \frac{\rho_{пл}}{e^{\lambda}} \frac{0,0345 \gamma (H - z)}{T_{ср} m} - 0,1 \gamma_n z , \quad (2)$$

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

Наибольшее значение $\rho_{виз} = \rho_{виу}$ будет при $z = 0$.

Для удобства расчета $\rho_{виз}$ 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)

$$\rho_{виз} = \rho_c + 0,1 (\gamma_c - \gamma_n) z. \quad (3)$$

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

в. При установке гидравлического пакера

$$\rho_{виз} = \rho_n + 0,1 (\gamma_v - \gamma_n) z. \quad (4)$$

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

$$\rho'_{виз} = 1,1 \rho_{виу} + 0,1 (\gamma_{оп} - \gamma_n) z, \quad (5)$$

где $\rho_{виу}$ - максимальное из давлений, рассчитанных по формулам (1)-(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 120 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

$$\rho_{низ} = \rho_{заб} - 0,1 \gamma_{ж} (L-z) - [(\rho_{заб} - \rho_{буф}) \frac{z}{L} + \rho_{буф}], \quad (6)$$

где $\gamma_{ж} = \gamma_v = \gamma_n$;

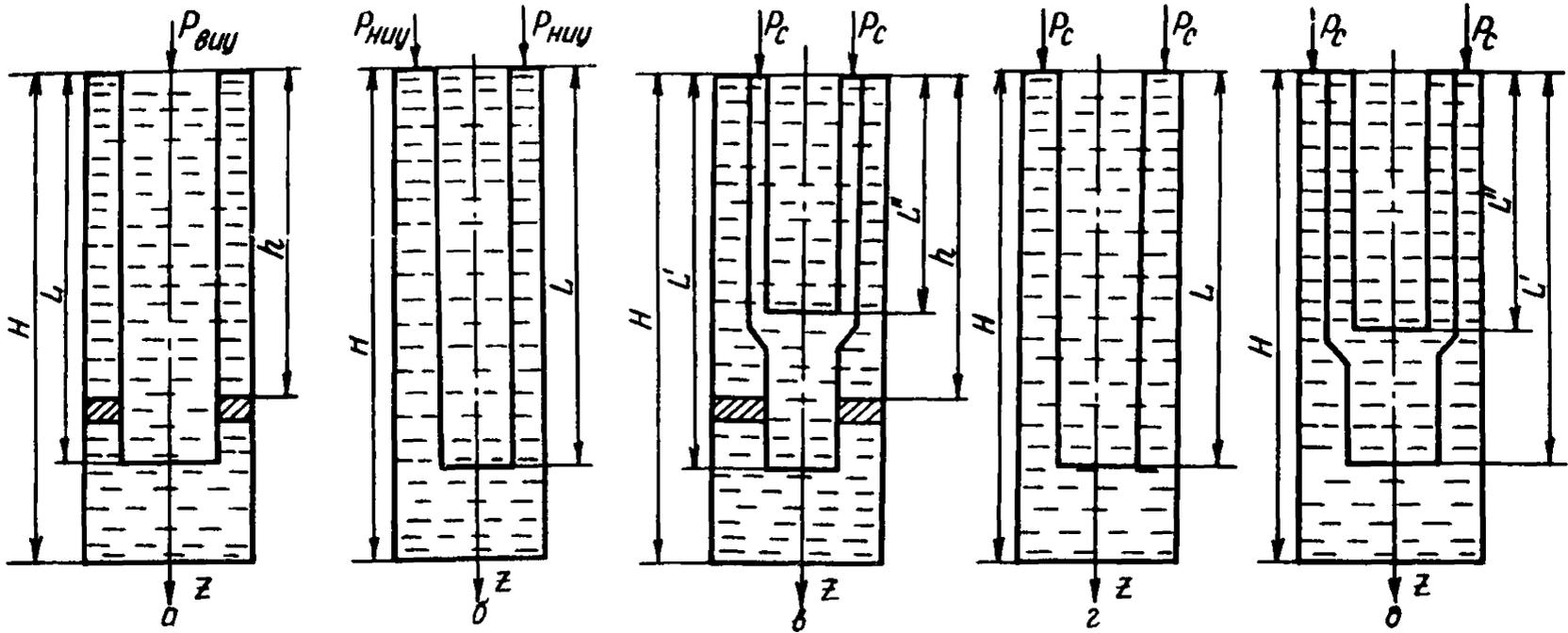


Рис. 1. Схемы эксплуатационных скважин с пакером (а), без пакера (б), в период освоения с пакером (в) и в период освоения при однорядном и двухрядном лифте (г, д)

для газовых скважин

$$\rho_{низ} = \frac{\rho_{заб}}{\exp \frac{0,0345 \gamma (L-z)}{T_{cp} m}} - [(\rho_{заб} - \rho_{буф}) \frac{z}{L} + \rho_{буф}]. \quad (7)$$

Допускается принимать $L = H$.

б. При освоении скважины (рис. I, г, д)

$$\rho_{низ} = \rho_c + 0,1 (\gamma_c - \gamma_b) z. \quad (8)$$

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

$$\rho_{низ} = \rho_{ну} + 0,1 (\gamma_n - \gamma_b) z, \quad (9)$$

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

2.2.4. Расчет колонн производят по наибольшему из значений наружного избыточного давления $\rho_{низ}$, 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

$$Q_j = \sum_{i=1}^j \gamma_i \ell_i. \quad (10)$$

Если колонну испытывают на герметичность,

$$Q_{\rho j} = \sum_{i=1}^j g_i \ell_i + \rho'_{\text{виз}} F_B. \quad (II)$$

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

при установке пакера

$$Q_{\rho j} = \sum_{i=1}^j g_i \ell_i + \rho_{\text{п}} F_B; \quad (I2)$$

при извлечении пакера

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

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

$$Q_c = Q_{\text{раз}}. \quad (I4)$$

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

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

где

$$Q_1 = Q_{\text{раз}} \pm Q_{\ell} + 0,0235 h (D^2 \gamma_H - d^2 \gamma_B) - 0,47 \rho_{\text{буф}} d^2; \quad (I6)$$

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

$$Q_t = a E F \Delta t ; \quad (I7)$$

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

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

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

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

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

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) $Q_{\text{раз}} = 0$.

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

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

$$Q_{сгр} = \frac{\pi D_c \delta \sigma_T}{1 + \eta \frac{D_c}{2l} \operatorname{ctg} (d + \varphi)} \quad , \quad (20)$$

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

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

h - глубина резьбы, см;

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

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

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

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

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

Численные значения $Q_{сгр}$ 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 труб:

$$Q_T = \pi D \delta \sigma_T. \quad (21)$$

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

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

2.3.4. Безмуфтовые трубы типа НКБ1 имеют соединения, обладающие большей прочностью, чем тело гладкой части трубы, поэтому расчет ведут исходя из прочности тела трубы по формуле (21).

2.3.5. Растягивающая нагрузка, определенная по формулам (10)-(13) и (15), 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 1,3.

Для наклонно направленных и искривленных скважин коэффициент запаса прочности определяют в зависимости от интенсивности искривления α_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

$$\rho_T = 0,875 \cdot 2 \delta \sigma_T / D. \quad (22)$$

Избыточное внутреннее давление не должно превышать допускаемого значения, т.е. $\rho_{виз} \leq \rho_T/n_2$. Коэффициент запаса прочности n_2 принимают равным 1,32. Численные значения ρ_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

$$\rho_{кр} = 1,1 K_{min} \left\{ \sigma_p + EK_o^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 K_{min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_p + EK_o^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 K_{min}} \right) \right]^2 - 4EK_o^2 \rho \sigma_p} \right\}, \quad (23)$$

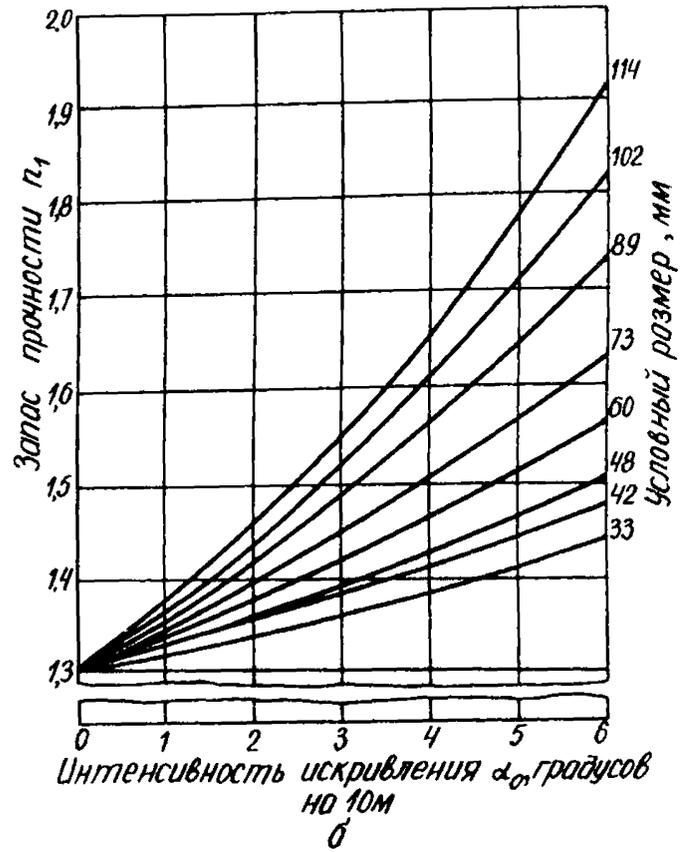
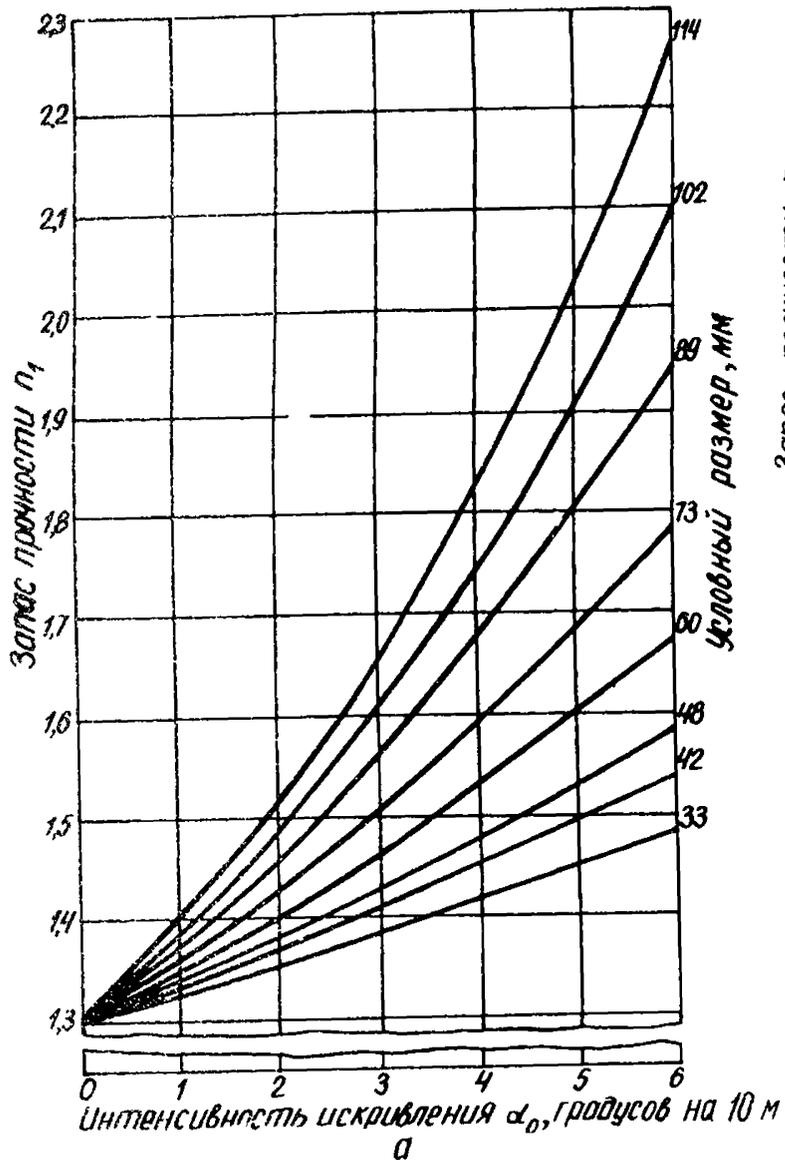


Рис. 2. Коэффициенты запаса прочности труб в наклонно направленных и искривленных скважинах:
 а - группы прочности Д; б - группы прочности К

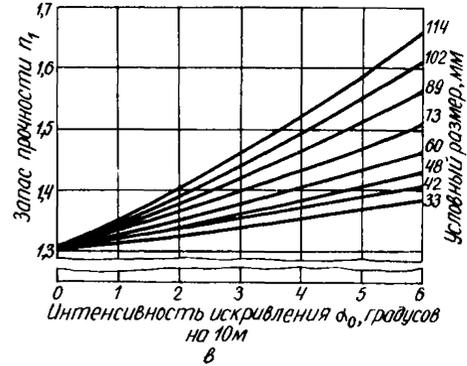
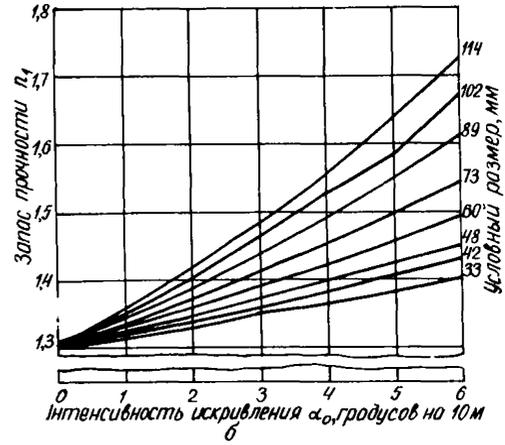
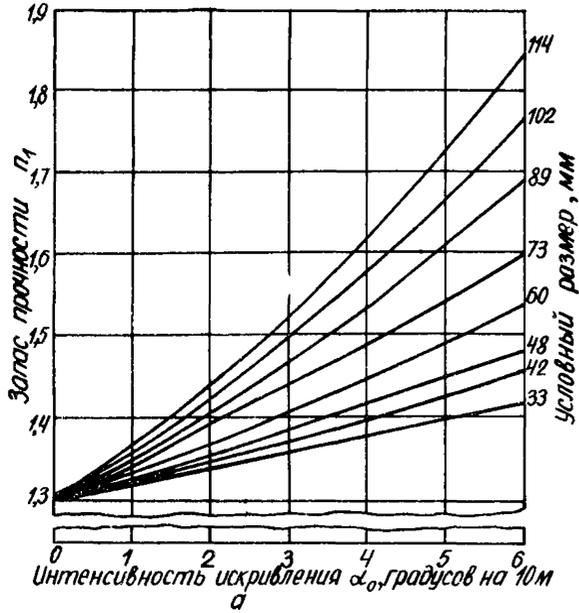


Рис. 3. Коэффициенты запаса прочности труб в наклонно направленных и искривленных скважинах:
 а - группы прочности Е; б - группы прочности Л; в - группы прочности М

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

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

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

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

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

λ - положительный допуск на наружный диаметр, %;

ϱ - овальность.

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

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

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 труб определяют из выражения

$$\frac{Q_p}{F} + 1,15 \frac{\rho_{низ} D}{2\delta} \leq \frac{\sigma_T}{n_1}. \quad (24)$$

Расчет на устойчивость

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

$$Q_{кр} = 3,35 \sqrt[3]{EJg^2}. \quad (25)$$

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

$$V_{кр} = \sqrt{2,55 \frac{g_8}{g_0}} \sqrt[3]{EJ(g - g_x + \Delta_T F_B)^2}, \quad (26)$$

где $g_B = 0,1 \gamma_{ж} F_B$; $g_{ж} = 0,1 \gamma_{ж} F$; $\gamma_{ж} = \gamma_B = \gamma_H$.

При этом длина колонны должна быть больше

$$L = 4,18 \sqrt[3]{\frac{EJ}{(g - g_{ж} + \Delta_T F_B)}} \quad (27)$$

Примечания:

1. Для колонн, составленных из труб разных диаметров и толщин стенок, значения g , g_B , F , F_B , EJ , входящие в формулы (25)–(27), принимают для первой снизу секции колонны.

2. Потери давления Δ_T допускается определять из зависимости

$$\Delta_T = \frac{\rho_{заб} - \rho_{буф} - 0,1 \gamma_B H}{L} \quad (28)$$

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

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

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

$$\frac{[\rho_{виу} + 0,1 (\gamma_B - \gamma_H) h] D}{2\delta} + \frac{Q_1}{F_0} + \frac{0,2r}{W_0} [Q_1 + (\rho_{виу} + 0,1 \gamma_B h) F_B - 0,1 \gamma_H h F_H] \leq \sigma_T / n_1, \quad (30)$$

где Q_1 определяют по формуле (16);

$\rho_{виу}$ - по формуле (1) 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

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

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

$$\Delta = \frac{0,1L^2}{2E} [\gamma - 2\gamma_b (1-\mu)]. \quad (31)$$

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

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

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

$$\Delta = \frac{0,1L^2}{2E} [\gamma - 2\gamma_b (1-\mu)] + \frac{(1-2\mu)F_b L \rho_{\text{бур}}}{EF}. \quad (33)$$

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

$$\Delta = \Delta_1 + \frac{(1-2\mu)\rho_{\text{бур}}}{E} \left(\frac{F_{b1}^2 L_1}{F_1} + \frac{F_{b2}^2 L_2}{F_2} \right), \quad (34)$$

где Δ_1 определяют по формуле (31); $\mu = 0,3$;

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, см²;

F_{B1}, F_{B2} - средние площади проходных каналов труб нижней и верхней частей колонны, см²;

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

2.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЛИФТОВЫХ КОЛОНН

2.4.1. 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 $\rho'_{виз}$ при $z=L$ и по табл. 5 приложения I находят выбранные трубы с $\rho_1 \geq \rho_2 \rho'_{виз}$.

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

$$l_1 = \frac{Q_{стр1}/n_1 - Q_d}{g_1}, \quad (35)$$

где Q_d большее из значений $\rho_{II} F_B$ или ΔQ .

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

$$l_j = \frac{Q_{стрj}/n_1 - \sum_{i=1}^{j-1} l_i g_i - Q_d}{g_j}. \quad (36)$$

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

Примечание. Если колонну испытывают на герметичность, значение Q_d в формулах (35) и (36) принимают равным большому из значений $\rho'_{виз} F_B$ или ΔQ .

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

$$l_1 = Q_{стр 1} / n_1 g_1. \quad (37)$$

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

$$l_j = \frac{Q_{стр j} / n_1 - \sum_{i=1}^{j-1} l_i g_i}{g_j}. \quad (38)$$

В частном случае, если нет ограничений на длины ступеней,

$$l_j = \frac{Q_{стр j} / n_1 - \sum_{i=1}^{j-1} l_i g_i}{g_j} = \frac{Q_{стр j} - Q_{стр(j-1)}}{n_1 g_j}. \quad (39)$$

Примечание. Если колонну испытывают на герметичность, длины секций определяют по формулам (35) и (36), при этом $Q_{\theta} = \rho'_{виз} F_{\theta}$.

2.4.6. Если l_j 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:

1. Для труб равнопрочных конструкций в формулы (35)–(39) вместо $Q_{стр}$ подставляют значения Q_T , рассчитанные по формуле (21) 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 допустимого значения (I, 32), то расчет длины секции производят по внутреннему давлению.

Для этого определяют глубину x , на которой $\rho_{виз} = \rho_T / n_2$, по формуле

$$z = \frac{P_T / r_{в2} - P_{внз}}{0,1(\sigma_{оп} - \sigma_H)}. \quad (40)$$

Длина рассматриваемой секции будет равна

$$l_j = L - z - \sum_{i=1}^{j-1} l_i.$$

6. 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 (10)].

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

$$l_j = \frac{(\sigma_T / n_1 - 1,15 \rho_{внз} D_j / 2\delta_j) F_j - \sum_{i=1}^{j-1} l_i q_i}{g_j}; \quad (41)$$

при $j = 1$

$$l_1 = \frac{(\sigma_T / n_1 - 1,15 \rho_{внз} D_1 / 2\delta_1) F_1}{g_1}, \quad (42)$$

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

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 (16), величина отрицательная, то определяют растягивающую нагрузку по формуле (15) и коэффициент запаса прочности из выражения

$$n_{ij} = \frac{Q_{стрj}}{\sum_{i=1}^j l_i g_i - Q_1} \quad (43)$$

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 10 м допускается рассчитывать колонны, как для вертикальных скважин.

2.4.10. 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

3.1. 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

3.2.1. 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:

$$\text{на участке } 0 < z \leq h_0 \quad p_{\text{виз}} = p_0; \quad (44)$$

$$\text{"-"} \quad \text{"-"} \quad h_0 < z \leq L \quad p_{\text{виз}} = p_0 - 0,1 \gamma_H (z - h_0). \quad (45)$$

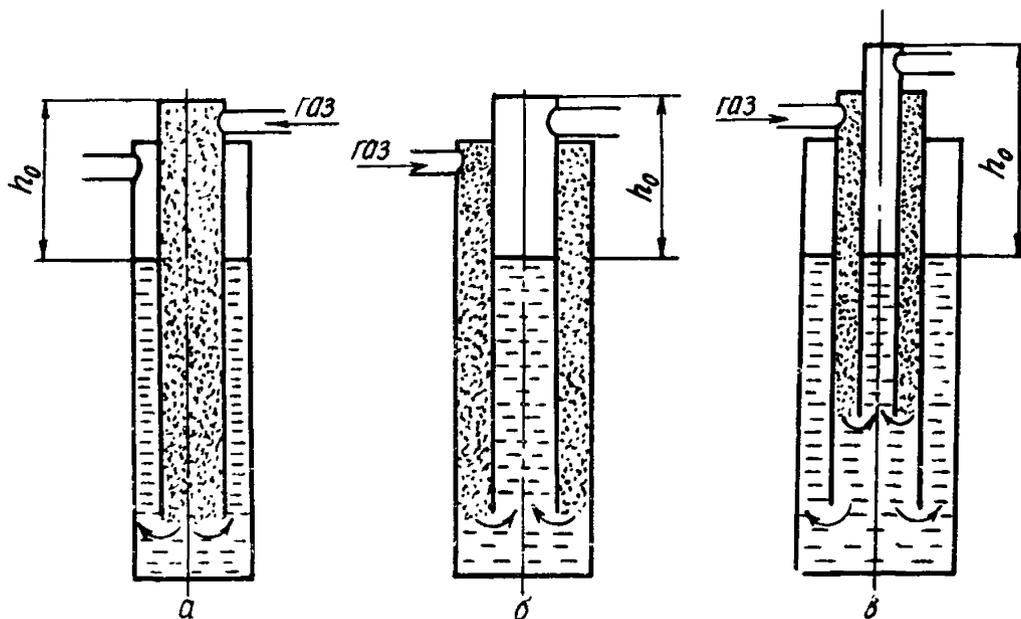


Рис. 4. Схемы уровней в скважине в момент ее пуска в эксплуатацию (момент отсеснения жидкости газом до башмака колонны насосно-компрессорных труб):

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:

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

$$\text{"-"} \quad \text{"-"} \quad h_0 < z \leq L \quad p_{\text{ннз}} = p_0 - \rho_0 \gamma_B (z - h_0). \quad (47)$$

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 $p_{\text{внз}}$ 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

4.1. 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

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

Величина избыточного давления равна

$$\text{на участке } 0 < x \leq l_0 \quad p_{виз} = 0,1 \gamma_{ж} x, \quad (48)$$

где $\gamma_{ж} = \gamma_{в} = \gamma_{н}$;

$$\text{на участке } l_0 < x \leq L \quad p_{виз} = 0,1 \gamma_{ж} l_0. \quad (49)$$

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

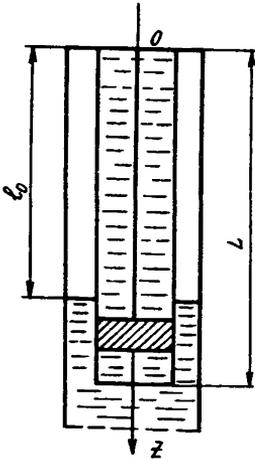


Рис. 5. Схема эксплуатации глубинным насосом

$$Q_{pj} = \sum_{i=1}^j \ell_i (g_i + g_{\tau i}) + g_{\tau j} (L - \sum_{i=1}^j \ell_i) + Q_{шт} \quad (50)$$

где $g_{\tau i} = 0,1 \gamma_B (F_{Bi} - F_{шт})$;

F_{Bi} - площадь проходного канала труб i -й секции.

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

4.3.1. 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 $l_{кр}$), определяют по формуле

$$l_{кр} = \frac{2,55 \sqrt[3]{EJ (g + g_{\tau})^2 + Q_{KB}}}{0,1 \gamma_B (F_n - F_{шт})}, \quad (51)$$

где $g_{\tau} = 0,1 \gamma_B (F_B - F_{шт})$. (52)

Для многоступенчатой колонны значения F_B и g принимают по I-й (нижней) секции.

4.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОЛОНН

4.4.1. 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 ($j = 1$)

$$\ell_1 = \frac{Q_{стр1}/n_1 - (Q_{шт} + g_{т1}L + Q_{хв})}{g_1}. \quad (53)$$

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

$$\ell_j = \frac{Q_{стрj}/n_j - [Q_{шт} + \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i (g_i + g_{тi}) + g_{тj} (L - \sum_{i=1}^{j-1} \ell_i) + Q_{хв}]}{g_j}. \quad (54)$$

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

$$\ell_j = \frac{Q_{стрj}/n_j - [\sum_{i=1}^{j-1} \ell_i g_i + Q_{шт} + Q_{хв} + g_{т1}L]}{g_j} = \frac{Q_{стрj} - Q_{стр(j-1)}}{n_j g_j}. \quad (55)$$

Примечания:

1. 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_j 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 (51), рекомендуется в нижней части устанавливать утяжеленные трубы. Вес этих труб должен быть равен

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

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ЭЛЕКТРОПОГРУЖНЫМИ НАСОСАМИ

5.1. 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 1 м кабеля

5.2. ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА КОЛОННУ НАГРУЗКИ

5.2.1. Внутреннее избыточное давление определяют согласно п.4.2.1.

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

$$Q_{pj} = Q_H + \sum_{i=1}^j \ell_i (g_i + g_{vi} + g_{\lambda\delta}) + g_{vj} (L - \sum_{i=1}^j \ell_i). \quad (56)$$

5.3. ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТИ ТРУБ. КОЭФФИЦИЕНТЫ ЗАПАСОВ ПРОЧНОСТИ

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

5.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОЛОНН

5.4.1. 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

$$l_1 = \frac{Q_{стр1}/n_1 - (Q_H + g_{в1}L)}{g_1 + g_{кб}}, \quad (57)$$

длины последующих секций ($j \geq 2$) - из выражения

$$l_j = \frac{Q_{стрj}/n_j - [Q_H + \sum_{i=1}^{j-1} l_i (g_i + g_{вi} + g_{кб}) + g_{вj} (L - \sum_{i=1}^{j-1} l_i)]}{g_j + g_{кб}}. \quad (58)$$

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

$$l_j = \frac{Q_{стрj}/n_j - [Q_H + \sum_{i=1}^{j-1} l_i (g_i + g_{кб}) + g_{в1}L]}{g_j + g_{кб}} = \frac{Q_{стрj} - Q_{стр(j-1)}}{n_j g_j}. \quad (59)$$

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

6.1. 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, гидropескоструйной перфорации

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

Величина разгрузки колонны на пакер

Расстояние от устья скважины до места установки пакера

Температура закачиваемого агента

6.2. НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННЫЕ ПАКЕРАМИ

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

$$p_{виз} = p_n + 0,1 (\gamma_{нг} - \gamma_n) z. \quad (60)$$

6.2.2. Методика расчета аналогична приведенной в пп.2.4.1-2.4.6, 2.4.8, 2.4.9.

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

6.3. ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

6.3.1. Внутреннее избыточное давление определяют по формуле

$$p_{виз} = p_T + 0,1 (\gamma_T - \gamma_n) z. \quad (61)$$

6.3.2. Методика расчета аналогична приведенной в пп.2.4.1-2.4.6, 2.4.8, 2.4.9.

Примечание. Допустимую величину внутреннего избыточного давления определяют из условия $n_2 p_{виз} \leq p_T$, где $p_{виз}$ рассчитывают по формуле (61). Расчет на внутреннее давление производят только для труб I-й (нижней) секции.

6.4. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

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

$$p_{виз} = p_{гп} + 0,1 \gamma_n z; \quad (62)$$

$$Q_{pi} = \sum_{i=1}^z l_i (g_i + g_{ni}) + g_{n1} \sum_{i=1}^z (L - l_i) + \rho_{гп} F_B. \quad (63)$$

6.4.2. Методика расчета аналогична приведенной в разделе 4.4 (пп. 4.4.1-4.4.3). При этом в формулах (53)-(55) заменяют g_T на $g_{п}$ и $Q_{шт}$ на $\rho_{гп} F_B$.

6.4.3. Трубы I-й секции проверяют на внутреннее избыточное давление, при этом должно выполняться условие $\rho_2 \rho_{виз} \leq \rho_T$, где $\rho_{виз}$ рассчитывают по формуле (62) при $x = L$.

6.5. ТЕПЛОВАЯ ОБРАБОТКА ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

6.5.1. Внутреннее избыточное давление определяют по формуле (61).

6.5.2. Методика расчета аналогична приведенной в пп. 2.4.1-2.4.6, 2.4.8, 2.4.9.

Примечания:

1. 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. 1-7).

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

7.1. ФОНТАННАЯ СКВАЖИНА БЕЗ ПАКЕРА

7.1.1. Исходные данные

Интенсивность искривления профиля скважины не превышает 1° на 10 м.

Технологические ограничения: длина лифтовой колонны $L = 2500$ м; внутренний диаметр лифта $d = 6,2$ см; освоение производится согласно схеме, приведенной на рис. 1, г; испытание колонны на герметичность не производится.

Глубина скважины $H = 2650$ м.

Давление, кгс/см²: $\rho_{заб} = 290$; $\rho_{буф} = 40$; $\rho_c = 80$.

Удельный вес жидкости, гс/см³: в процессе эксплуатации $\gamma_{ж} = 0,85$; при освоении скважины $\gamma_b = 1,3$, $\gamma_c = 0$.

Средняя скорость движения жидкости $V = 8$ м/с.

Расчет I-й секции колонны

7.1.2. Выбор труб

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

7.1.3. 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): $\ell_1 = 2308$ м.

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

Определяем $\rho_{низ}$ на глубине $x = L - \ell_1 = 192$ м по формулам (6) и (8):

$$\rho_{\text{низ}} = \left\{ 290 - 0,1 \cdot 0,85(2650 - 192) - \left[(290 - 40) \frac{192}{2650} + 40 \right] \right\} \text{ кгс/см}^2 = 23 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\rho_{\text{низ}} = [80 + 0,1(0 - 1,3) 192] \text{ кгс/см}^2 = 55 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем по наибольшему из этих значений $\rho_{\text{низ}} = 55 \text{ кгс/см}^2$ фактический коэффициент запаса прочности n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (10) находим

$$Q_p = (9,47 \cdot 2308) \text{ кгс} = 21857 \text{ кгс}.$$

Из табл. I и 6 приложения I $F = 11,66 \text{ см}^2$,
 $\sigma_T = 3800 \text{ кгс/см}^2$.

$$\frac{21857}{11,66} + 1,15 \frac{55 \cdot 7,3}{2 \cdot 0,55} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда $n_1 = 1,66$ (больше допустимого значения).

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

Расчет 2-й секции колонны

7.1.5. 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).

7.1.6. Расчет длины

Расчет ведем по формуле (39).

Из табл. 2, 3 и 7 приложения I $Q_{T2} = 44300 \text{ кгс}$;

$$Q_{сгр1} = 28410 \text{ кгс}; \quad q_2 = 9,64 \text{ кгс/м}.$$

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

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

Длина 2-й секции $\ell_2 = L - \ell_1 = (2500 - 2308) \text{ м} = 192 \text{ м}.$

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

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

$$p_{низ} = (290 - 0,1 \cdot 0,85 \cdot 2650 - 40) \text{ кгс/см}^2 = 25 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_{низ} = 80 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем по наибольшему из этих значений $p_{низ} = 80 \text{ кгс/см}^2$ фактический коэффициент запаса n_f из выражения (24). Для этого по формуле (10) находим

$$Q_p = (9,47 \cdot 2308 + 9,64 \cdot 192) \text{ кгс} = 23708 \text{ кгс}.$$

$$\frac{23708}{11,65} + 1,15 \frac{80 \cdot 7,3}{2 \cdot 0,55} = \frac{3800}{n_f}.$$

Отсюда $n_f = 1,44$ (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
1	73	5,5	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	2308	21,86
2	73	5,5	С высаженными наружу концами (ГОСТ 633-63)	Д	192	1,85
Итого					2500	23,71

7.1.8. Расчет критической скорости движения жидкости

Расчет выполняем по формуле (26).

Для этого определяем величины Δ_T , g_x и g_B .
Из табл. 6 и 7 приложения I для I-й секции $F = 11,66 \text{ см}^2$;

$$F_B = 30,18 \text{ см}^2; \quad g = 9,47 \text{ кгс/м}; \quad EJ = 14034,3 \text{ кгс} \cdot \text{м}^2.$$

$$\Delta_T = \left(\frac{330 - 40 - 0,1 \cdot 0,85 \cdot 2650}{2500} \right) \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м} = 0,026 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м};$$

$$g_x = (0,1 \cdot 0,85 \cdot 11,66) \text{ кгс/м} = 0,99 \text{ кгс/м};$$

$$g_B = (0,1 \cdot 0,85 \cdot 30,18) \text{ кгс/м} = 2,57 \text{ кгс/м};$$

$$V_{кр} = \sqrt{2,55 \frac{9,8}{2,57} \sqrt[3]{14034,3 (9,47 - 0,99 + 0,026 \cdot 30,18)^2}} \text{ м/с} = 32,1 \text{ м/с.}$$

Следовательно, $V < V_{кр}$.

7.2. ГАЗОВАЯ СКВАЖИНА С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ ПАКЕРОМ

7.2.1. Исходные данные

Конструкция обсадной колонны

Интервал, м	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм
0 - 1100	168	9,0
1100 - 1790	146	7,0

Интенсивность искривления профиля скважины не превышает 1° на 10 м.

Технологические ограничения

Конструкция лифта (двухрядного)

Ряд	Интервал, м	Условный диаметр, мм
1	0 - 1000	114
	1000 - 2700	73
2	0 - 900	73

Глубина скважины $H = 2890$ м.

Давление, кгс/см²: $\rho_{пл} = 300$; $\rho_{заб} = 270$; $\rho_{буф} = 215$;

$\rho_n = 200$.

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

Температура в скважине до начала ее эксплуатации (в момент установки пакера) $t_1 = 15$, $t_2 = 65^\circ\text{C}$; в процессе эксплуатации (температура газа) $T_{уст} = 316$, $T_{заб} = 359$, $T_{ср} = 337,5^\circ\text{K}$.

Удельный вес, гс/см³: в процессе эксплуатации $\gamma_B = 0$,
 $\gamma_H = 1,0$; при испытании на герметичность $\gamma_{оп} = \gamma_H = 1,0$;
 при установке пакера $\gamma_B = \gamma_H = 1,0$.

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

Коэффициент сжимаемости газа $m = 0,9$.

Осевая нагрузка, связанная с извлечением пакера,
 $\Delta Q = 10000$ кгс.

Расчет колонны труб I-го ряда

I-я секция

7.2.2. Выбор труб

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

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

$$\rho_{вну} = \rho_H = 200 \text{ кгс/см}^2.$$

За расчетное принимаем наибольшее из этих значений

$$\rho_{вну} = 236 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем давление $\rho'_{виз}$ на глубине $x=L$ по формуле (5):

$$\rho'_{виз} = [1,1 \cdot 236 + (1,0 - 1,0) 2700] \text{ кгс/см}^2 = 260 \text{ кгс/см}^2,$$

$$\text{Определяем } n_2 \rho'_{виз} = (1,32 \cdot 260) \text{ кгс/см}^2 = 343 \text{ кгс/см}^2.$$

Из табл. 5 приложения I видно, что любая труба удовлетворяет условию $\rho_T \geq n_2 \rho'_{виз}$.

В дальнейшем расчет на избыточное внутреннее давление не нужен, так как $\rho'_{виз}$ - 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 $\rho'_{виз} F_B$. Из табл. 6 приложения I $F_B = 30,18 \text{ см}^2$.

$$\rho'_{виз} F_B = (260 \cdot 30,18) \text{ кгс} = 7847 \text{ кгс}.$$

$\rho'_{виз} F_B < \Delta Q$, поэтому ΔQ принимаем за расчетное значение, то есть $Q_D = \Delta Q$.

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

$$q_1 = 9,47 \text{ кгс/м.}$$

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

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

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

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

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

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

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

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 $Q_{T2} = 44300$ кгс;

$$q_2 = 9,64 \text{ кгс/м.}$$

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

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

крывает заданную длину I-й ступени 1700 м, поэтому принимаем
 $l_2 = (1700 - 1252) \text{ м} = 448 \text{ м}$.

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

Определяем $\rho_{\text{низ}}$ на глубине $x = L - (l_1 + l_2) = 1000 \text{ м}$ по формуле (9) при $\rho_{\text{ну}} = 0$.

$$\rho_{\text{низ}} = (0,1 \cdot 1,0 \cdot 1000) \text{ кгс/см}^2 = 100 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем фактический коэффициент запаса прочности n , из выражения (24). Для этого по формуле (10) находим

$$Q_p = (9,47 \cdot 1252 + 9,64 \cdot 448) \text{ кгс} = 16175 \text{ кгс}.$$

$$\frac{16175}{11,66} + 1,15 \frac{100 \cdot 7,3}{2 \cdot 0,55} = \frac{3800}{n_1}.$$

Отсюда $n_1 = 1,77$ (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 $\rho'_{\text{внх}} F_B$. Из табл. 6 приложения I $F_B = 78,97 \text{ см}^2$.

$$\rho'_{\text{внх}} F_B = (260 \cdot 78,97) \text{ кгс} = 20532 \text{ кгс}.$$

$$\rho_{\text{внх}} F_B > \Delta Q, \text{ поэтому } Q_D = \rho'_{\text{внх}} F_B = 20532 \text{ кгс}.$$

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

$$g_3 = 19,13 \text{ кгс/м}.$$

Длина 3-й секции

$$l_3 = \left[\frac{55640 - (9,47 \cdot 1252 + 9,64 \cdot 448) - 20532}{1,3} \right] \frac{1}{19,13} \text{ м} = 318 \text{ м}.$$

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

Определяем $\rho_{ниж}$ на глубине $x = L - (l_1 + l_2 + l_3) = 682$ м по формуле (9) при $\rho_{ну} = 0$:

$$\rho_{ниж} = (0,1 \cdot 1,0 \cdot 682) \text{ кгс/см}^2 = 68 \text{ кгс/см}^2.$$

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

Для этого по формуле (10) находим

$$Q_p = (9,47 \cdot 1252 + 9,64 \cdot 448 + 19,13 \cdot 318) \text{ кгс} = 22259 \text{ кгс}.$$

Из табл. 6 приложения I $F = 23,58 \text{ см}^2$.

$$\frac{22259}{23,58} + 1,15 \frac{68 \cdot 11,43}{2 \cdot 0,7} = \frac{3600}{n_1}.$$

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

Так как $l_1 + l_2 + l_3 < L$, переходим к расчету 4-й секции.

4-я секция

7.2.11. 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).

7.2.12. Расчет длины

Расчет ведем по формуле (36), при этом $Q_{\bar{v}} = 20532 \text{ кгс}$.

Из табл. 3 и 7 приложения I $Q_{74} = 89620 \text{ кгс}$, $g_4 = 19,49 \text{ кгс/м}$.

Длина 4-й секции

$$l_4 = \left[\frac{\frac{89620}{1,3} - (9,47 \cdot 1252 + 9,64 \cdot 448 + 19,13 \cdot 318) - 20532}{19,49} \right] \text{ м} =$$

$$= 1342 \text{ м}.$$

$l_1 + l_2 + l_3 + l_4 > L$, поэтому принимаем длину 4-й секции

$$l_4 = (2700 - 1252 - 448 - 318) \text{ м} = 682 \text{ м}.$$

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

7.2.13. Расчет колонны труб I-го ряда на устойчивость

Определяем нагрузку Q_1 , по формуле (16). Для этого по формулам (18) находим следующие величины:

$$d = \left(\frac{1700 \cdot 6,2 + 1000 \cdot 10,03}{2700} \right) \text{ см} = 7,62 \text{ см};$$

$$D = \left(\frac{1700 \cdot 7,3 + 1000 \cdot 11,43}{2700} \right) \text{ см} = 8,83 \text{ см};$$

$$F = \left(\frac{1700 \cdot 11,66 + 1000 \cdot 23,59}{2700} \right) \text{ см}^2 = 16,07 \text{ см}^2.$$

По формуле (19) - Δt :

$$t_3 = (T_{\text{уст}} - 273) \text{ } ^\circ\text{C} = (316 - 273) \text{ } ^\circ\text{C} = 43 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_4 = (T_{\text{заб}} - 273) \text{ } ^\circ\text{C} = (359 - 273) \text{ } ^\circ\text{C} = 86 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta t = \left[\frac{(86 - 65) + (43 - 15)}{2} \right] \text{ } ^\circ\text{C} = 24,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

По формуле (17)

$$Q_t = (12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 16,07 \cdot 24,5) \text{ кгс} = 9922 \text{ кгс}.$$

$$Q_1 = [9922 + 0,0235 \cdot 2650 (8,83^2 \cdot 1,0 - 0) - 0,47 \cdot 215 \cdot 7,62^2] \text{ кгс} = 8908 \text{ кгс}.$$

Определяем $Q_{кр}$ по формуле (25). Из табл. 6 приложения

$$I \quad E \mathcal{J} = 14034,3 \text{ кгс} \cdot \text{м}^2.$$

$$Q_{кр} = 3,35 \sqrt[3]{14034,3 \cdot 9,47^2} \text{ кгс} = 361,8 \text{ кгс}.$$

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

Проверяем условие прочности (30). По табл. 6 приложения I

$$F_B = 30,18 \text{ см}^2; \quad F_H = 41,83 \text{ см}^2; \quad F_D = 8,51 \text{ см}^2;$$

$$W_D = 13,30 \text{ см}^3.$$

Зазор между эксплуатационной и лифтовой колоннами

$$r = \left(\frac{14,6 - 2 \cdot 0,7 - 7,3}{2} \right) \text{ см} = 2,95 \text{ см}.$$

$$\frac{[236 + 0,1 (0 - 1,0) 2650] 7,3}{2 \cdot 0,55} + \frac{8908}{8,51} + \frac{0,2 \cdot 2,95}{13,30} \times$$

$$\times [8908 + (236 + 0) 30,18 - 0,1 \cdot 1,0 \cdot 2650 \cdot 41,83] = \frac{3800}{n_1}.$$

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 проч- ности	Длина секции, м	Вес секции, тс
1	73	5,5	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	1252	11,86
2	73	5,5	С высаженными наружу концами (ГОСТ 633-63)	Д	448	4,32
3	114	7,0	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	318	6,08
4	114	7,0	С высаженными наружу концами (ГОСТ 633-63)	Д	682	13,29
Итого					2700	35,55

Расчет колонны труб 2-го ряда

7.2.14. 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

7.3.1. Исходные данные

Конструкция обсадной колонны

Интервал глубин, м	Условный размер, мм	Толщина стенки, мм
0 - 996	168	8,0
996 - 2051	146	8,0

Интенсивность искривления профиля скважины не превышает Γ^0 на 10 м.

Технологические ограничения:

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

Конструкция лифта (двухрядного)

Ряд	Интервал, м	Условный диаметр, мм
1	0 - 960	102
	960 - 2000	60
2	0 - 900	60

Глубина скважины $H = 2051$ м.

Давление, кгс/см²: $\rho_{пл} = 250$; $\rho_{заб} = 220$; $\rho_{буф} = 50$;
 $\rho_c = 80$; $\rho_{ну} = 60$.

Температура в скважине до начала ее эксплуатации (в момент установки пакера) $t_1 = 10$, $t_2 = 50$ °С; в процессе эксплуатации $t_3 = 30$, $t_4 = 80$ °С.

Удельный вес, гс/см³: в процессе эксплуатации $\gamma_b = 0,85$,
 $\gamma_n = 1,0$; при испытании на герметичность $\gamma_{оп} = \gamma_n = 1,0$;
 при освоении скважины $\gamma_c = 0$, $\gamma_b = 1,0$.

Расстояние от устья скважины до места установки пакера
 $h = 1950$ 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 $\rho_{вну}$ по формулам (1) и (3):

$$\rho_{вну} = (250 - 0,1 \cdot 0,85 \cdot 2051) \text{ кгс/см}^2 = 76 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\rho_{вну} = 80 \text{ кгс/см}^2.$$

В соответствии с примечанием к п. 2.2.2 принимаем

$$I, I \rho_{вну} = \rho_{оп} = 120 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем $\rho'_{внх}$ при $x = L$ по формуле (5).

$$\rho'_{внх} = [120 + 0,1(1,0 - 1,0) 2000] \text{ кгс/см}^2 = 120 \text{ кгс/см}^2.$$

$$\text{Определяем } n_2 \rho'_{внх} = (1,32 \cdot 120) \text{ кгс/см}^2 = 158 \text{ кгс/см}^2.$$

Из табл. 5 приложения I видно, что любая труба удовлетворяет условию $\rho_T \geq n_2 \rho'_{внх}$.

В дальнейшем расчет на избыточное внутреннее давление не нужен, так как $\rho_{внз}$ - 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_{∂} . Из табл. 6 приложения I $F_B = 19,86 \text{ см}^2$.

$$Q_{\partial} = \rho'_{внз} F_B = (120 \cdot 19,86) \text{ кгс} = 2383 \text{ кгс}.$$

Из табл. 2 и 7 приложения I $Q_{стр1} = 20110 \text{ кгс}$;

$$g_1 = 7,01 \text{ кгс/м}.$$

Длина I-й секции

$$l_1 = \left(\frac{20110/1,3 - 2383}{7,01} \right) \text{ м} = 1867 \text{ м}.$$

В связи с технологическими ограничениями принимаем длину I-й секции $l_1 = 1040 \text{ м}$.

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

Определяем $\rho_{низ}$ на глубине $z = L - l_1 = 960 \text{ м}$ по формуле (9) при $\rho_{ну} = 60 \text{ кгс/см}^2$.

$$\rho_{низ} = [60 + 0,1(1,0 - 0,85)960] \text{ кгс/см}^2 = 74 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем фактический коэффициент запаса прочности n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (10) находим

$$Q_{\rho} = (7,01 \cdot 1040) \text{ кгс} = 7290 \text{ кгс}.$$

Из табл. 6 приложения I $F = 8,68 \text{ см}^2$.

$$\frac{7290}{8,68} + 1,15 \frac{74 \cdot 6,03}{2 \cdot 0,5} = \frac{3800}{n_1}.$$

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 102, толщина стенки 6,5 мм, группа прочности Д).

7.3.6. Расчет длины

Расчет ведем по формуле (36). Для этого находим величину Q_{∂} .
 Из табл. 6 приложения I $F_B = 61,62 \text{ см}^2$.

$$Q_{\partial} = \rho'_{\text{вих}} \cdot F_B = (120 \cdot 61,62) \text{ кгс} = 7394 \text{ кгс}.$$

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

$$g_2 = 15,80 \text{ кгс/м}.$$

$$l_2 = \left(\frac{45030/1,3 - 7,01 \cdot 1040 - 7394}{15,80} \right) \text{ м} = 1263 \text{ м}.$$

Так как $l_1 + l_2 > L$, принимаем длину 2-й секции $l_2 = L - l_1 =$
 $= 960 \text{ м}.$

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

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

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

Определяем фактический коэффициент запаса прочности n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (10) находим

$$Q_{\rho} = (7,01 \cdot 1040 + 15,80 \cdot 960) \text{ кгс} = 22458 \text{ кгс}.$$

Из табл. 6 приложения I $F = 19,41 \text{ см}^2$.

$$\frac{22458}{19,41} + 1,15 \frac{60 \cdot 10,16}{2 \cdot 0,65} = \frac{3800}{n_1}.$$

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 (16).

Для этого по формулам (18) находим следующие величины:

$$d = \left(\frac{1040 \cdot 5,03 + 960 \cdot 8,86}{2000} \right) \text{ см} = 6,87 \text{ см};$$

$$D = \left(\frac{1040 \cdot 6,03 + 960 \cdot 10,16}{2000} \right) \text{ см} = 8,01 \text{ см};$$

$$F = \left(\frac{1040 \cdot 8,68 + 960 \cdot 19,41}{2000} \right) \text{ см}^2 = 13,83 \text{ см}^2.$$

$$\text{По формуле (19)} \quad \Delta t = \left[\frac{(30 - 10) + (80 - 50)}{2} \right] \text{ } ^\circ\text{C} = 25^\circ\text{C}.$$

По формуле (17)

$$Q_t = (12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 13,83 \cdot 25) \text{ кгс} = 8713 \text{ кгс.}$$

$$Q_1 = [4000 + 8713 + 0,0235 \cdot 1950 (8,01^2 \cdot 1,0 - 6,87^2 \cdot 0,85) - 0,47 \cdot 50 \cdot 6,87^2] \text{ кгс} = 12706 \text{ кгс.}$$

Определяем $Q_{кр2}$ по формуле (25). Из табл. 6 приложения I
 $EJ = 7026,6 \text{ кгс} \cdot \text{м}^2$.

$$Q_{кр} = 3,35 \sqrt[3]{7026,6 \cdot 7,01^2} \text{ кгс} = 235 \text{ кгс.}$$

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

Проверим условие прочности (29) и (30). По табл. 6 приложения I $F_B = 19,86 \text{ см}^2$; $F_H = 28,54 \text{ см}^2$; $F_0 = 6,09 \text{ см}^2$;
 $W_0 = 7,73 \text{ см}^3$.

Зазор между эксплуатационной и лифтовой колоннами

$$r = \left(\frac{14,6 - 2 \cdot 0,8 - 6,03}{2} \right) \text{ см} = 3,49 \text{ см.}$$

Условие (29): $4000 \left(\frac{1}{6,09} + \frac{3,49}{2 \cdot 7,73} \right) \leq \frac{3800}{n_1}$. Отсюда
 $n_1 = 2,44$ (больше допустимого значения).

$$\begin{aligned} & \text{Условие (30): } \frac{[76 + 0,1 (0,85 - 1,0) 1950] 6,03}{2 \cdot 0,5} + \\ & + \frac{12706}{6,09} + \frac{0,2 \cdot 3,49}{7,73} [12706 + (76 + 0,1 \cdot 0,85 \cdot 1950) 19,87 - 0,1 \times \\ & \times 1,0 \cdot 1950 \cdot 28,54] = \frac{3800}{n_1}. \end{aligned}$$

Отсюда $n_1 = 1,1$ - значение меньше допустимого (1,3).

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 $n_1 = 1,45$ (больше допустимого значения).

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

Номер секции	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип труб	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции, тс
I	60	5,0	Гладкие (ГОСТ 633-63)	К	1040	7,29
2	102	6,5	То же	Д	960	15,17
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).

7.3.10. 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.

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

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

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

Определяем фактический коэффициент запаса прочности n_f из выражения (24). Для этого по формуле (10) находим

$$Q_p = (7,01 \cdot 900) \text{ кгс} = 6309 \text{ кгс}.$$

Из табл. 6 приложения I $F = 8,68 \text{ см}^2$.

$$\frac{6309}{8,68} + 1,15 \frac{80 \cdot 6,03}{2 \cdot 0,5} = \frac{3800}{n_f}$$

Отсюда $n_f = 2,96$ (значение больше допустимого).

7.4. КОМПРЕССОРНАЯ СКВАЖИНА

7.4.1. Исходные данные

Интенсивность искривления профиля скважины не превышает Γ^0 на 10 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/см²: $\rho_{заб} = 91$, $\rho_{буф} = 1,3$, $\rho_0 = 205$.

Удельный вес, гс/см³: нефти $\gamma_B = 0,90$; газированной нефти $\gamma'_B = 0,25$.

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): $l_1 = 2381$ м.

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

Определяем $\rho_{низ}$ на глубине $z = L - l_1 =$
 $= (2950 - 2381) \text{ м} = 569 \text{ м}$ по формуле (47):

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

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 $\sigma_T = 3800 \text{ кгс/см}^2$;

$$F = 16,70 \text{ см}^2; \quad q_1 = 13,68 \text{ кгс/м}.$$

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

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):

$$l_1 = \left[\frac{\left(\frac{3800}{1,3} - 1,15 \frac{156 \cdot 8,89}{2 \cdot 0,65} \right) 16,70}{13,68} \right] \text{ м} = 2071 \text{ м}.$$

Определяем коэффициент запаса прочности n_3 для верхней трубы I-й секции, то есть на глубине $z = (2950 - 2071) \text{ м} = 879 \text{ м}$. Давление при $z = 879 \text{ м}$ находим по формуле (47):

$$\rho_{\text{низ}} = [205 - 0,1 \cdot 0,9 (879 - 30)] \text{ кгс/см}^2 = 129 \text{ кгс/см}^2.$$

По табл. 5 приложения I $\rho_{\text{кр}} = 371 \text{ кгс/см}^2$.

$$n_3 = 371/129 = 2,88 \text{ (значительно выше допустимого значения).}$$

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 $Q_{\text{стр1}} = 42350 \text{ кгс}$;

$$Q_{\text{стр2}} = 55720 \text{ кгс}; \quad q_2 = 13,68 \text{ кгс/м}.$$

$$\ell_2 = \left(\frac{55720 - 42350}{1,3 \cdot 13,68} \right) \text{ м} = 752 \text{ м}.$$

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

Определяем $\rho_{\text{низ}}$ на глубине $z = L - \ell_1 - \ell_2 = (2950 - 2071 - 752) \text{ м} = 127 \text{ м}$ по формуле (47):

$$\rho_{\text{низ}} = [205 - 0,1 \cdot 0,9 (127 - 30)] \text{ кгс/см}^2 = 196 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем коэффициент n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (10) находим

$$Q_p = [13,68 (2071 + 752)] \text{ кгс} = 38619 \text{ кгс};$$

$$\text{Из табл. I и 6 приложения I } \sigma_T = 5000 \text{ кгс/см}^2; \\ F = 16,70 \text{ см}^2.$$

$$\frac{38619}{16,70} + 1,15 \frac{196 \cdot 8,89}{2 \cdot 0,65} = \frac{5000}{n_1}.$$

Отсюда $n_1 = 1,30$ (значение равно допустимому).

Определяем коэффициент n_3 для верхней трубы 2-й секции.

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

$n_3 = 474/196 = 2,42$ (значительно выше допустимого значения).

$$l_1 + l_2 = (2071 + 752) \text{ м} = 2823 \text{ м} < L .$$

Так как $l_1 + l_2 = (2071 + 752) \text{ м} = 2823 \text{ м} < L$, 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 Б).

7.4.9. Расчет длины

Расчет ведем по формуле (39). Из табл. 2 и 7 приложения I
 $Q_{стр3} = 61290 \text{ кгс}$; $Q_{стр2} = 55720 \text{ кгс}$; $q_3 = 13,68 \text{ кгс/м}$.

$$l_3 = \left(\frac{61290 - 55720}{1,3 \cdot 13,68} \right) \text{ м} = 313 \text{ м}.$$

$l_1 + l_2 + l_3 > L$. Поэтому достаточно $l_3 = L - l_1 - l_2 =$
 $= (2950 - 2071 - 752) \text{ м} = 127 \text{ м}.$

7.4.10. Проверка на прочность верхней трубн 3-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $\rho_{низ}$ на глубине $Z = 0$ по формуле (46):

$$\rho_{низ} = 205 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем коэффициент n_1 из выражения (24). Для этого по формуле (10) находим

$$Q_p = [13,68(2071 + 752 + 127)] \text{ кгс} = 40356 \text{ кгс}.$$

Из табл. I и 6 приложения I $\sigma_T = 5500 \text{ кгс/см}^2$;

$$F = 16,70 \text{ см}^2.$$

$$\frac{40356}{16,70} + 1,15 \frac{205 \cdot 8,89}{2 \cdot 0,65} = \frac{5500}{n_1} .$$

Отсюда $n_1 = 1,37$ (значение выше допустимого).

Определяем коэффициент запаса прочности n_3 для верхней части колонны.

Из табл. 5 приложения I $\rho_{кр} = 515 \text{ кгс/см}^2$.

$n_3 = 515/205 = 2,51$ (значительно выше допустимого значения).

Конструкция колонны, полученная в результате расчета

Номер секции	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы	Группа проч-ности	Длина секции, м	Вес секции, тс
1	89	6,5	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	2071	28,33
2	89	6,5	То же	К	752	10,29
3	89	6,5	"- "-	Е	127	1,74
Итого					2950	40,36

7.4.II. Расчет критической скорости движения жидкости

Расчет проводим по формуле (26). Для этого определяем величины Δ_T , g_x и g_B . Из табл. 6 и 7 приложения I $F = 16,70 \text{ см}^2$; $F_B = 45,34 \text{ см}^2$; $g = 13,68 \text{ кгс/м}$; $EJ = 29981,7 \text{ кгс}\cdot\text{м}^2$.

$$\Delta_T = \left(\frac{91 - 1,3 - 0,1 \cdot 0,25 \cdot 3000}{2950} \right) \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м} = 0,005 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м};$$

$$g_x = (0,1 \cdot 0,25 \cdot 16,70) \text{ кгс/м} = 0,42 \text{ кгс/м};$$

$$g_B = (0,1 \cdot 0,25 \cdot 45,34) \text{ кгс/м} = 1,13 \text{ кгс/м}.$$

$$V_{кр} = \sqrt{2,55 \frac{9,8}{1,13} \sqrt[3]{29981,7(13,68 - 0,42 + 0,005 \cdot 45,34)^2}} \text{ м/с} = 62,4 \text{ м/с}.$$

Следовательно, $V_{кр} > V$.

7.5. СКВАЖИНА, ОБОРУДОВАННАЯ ШТАНГОВЫМ НАСОСОМ

7.5.I. Исходные данные

Интенсивность искривления профиля скважины не превышает 1° на 10 м.

Технологические ограничения: внутренний диаметр лифта

$d = 6,2 \text{ см}$; длина лифтовой колонны (глубина спуска насоса)

$L = 1488 \text{ м}$; диаметр хвостовика $D_{хв} = 6,03 \text{ см}$; длина хвостовика $L_{хв} = 1012 \text{ м}$.

Удельный вес $\gamma_x = 0,825 \text{ тс/см}^3$.

Динамический уровень $l_0 = 376 \text{ м}$.

Конструкция штанговой колонны

Диаметр штанг, мм	Длина ступени, м
25	400
22	448
19	640

Тип насоса НГВИ-38 (площадь плунжера $F_{\text{пл}} = 11,34 \text{ см}^2$).

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 $Q_{\text{хв}} = q_{\text{хв}} L_{\text{хв}} = (7,01 \cdot 1012) \text{ кгс} = 7094 \text{ кгс}$.

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 $Q_{\text{шт}}$ и $q_{\text{т1}}$.

Из приложения 4 находим площади сечения ступеней штанговой колонны, см^2 : 4,91; 3,80; 2,83; вес I м ступеней штанговой колонны, кгс/м : 4,09; 3,14; 2,35.

Средняя площадь сечения штанговой колонны

$$F_{\text{шт}} = \left(\frac{4,91 \cdot 400 + 3,80 \cdot 448 + 2,83 \cdot 640}{1448} \right) \text{ см}^2 = 3,78 \text{ см}^2.$$

Вес штанговой колонны

$$Q_{\text{шт}} = (4,09 \cdot 400 + 3,14 \cdot 448 + 2,35 \cdot 640) \text{ кгс} = 4547 \text{ кгс}.$$

$$q_{\text{т1}} = [0,1 \cdot 0,825 (30,18 - 3,78)] \text{ кгс/м} = 2,18 \text{ кгс/м};$$

$$l_1 = \left[\frac{\frac{28410}{1,3} - (4547 + 2,18 \cdot 1448 + 7094)}{9,47} \right] \text{ м} = 745 \text{ м}.$$

$$l_1 < L.$$

7.5.4. Расчет 2-й секции колонны

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

Для выбранных труб $q_{r2} = q_{r1}$, поэтому расчет длины 2-й сек-
ции колонны можно производить по формуле (55).

$$l_2 = \frac{Q_{r2} - Q_{стр1}}{n, q_2} = \left(\frac{44300 - 28410}{1,3 \cdot 9,64} \right) \text{ м} = 1268 \text{ м.}$$

$$l_1 + l_2 = (745 + 1268) \text{ м} = 2013 \text{ м} > L.$$

$$\text{Длина 2-й секции } l_2 = L - l_1 = (1448 - 745) \text{ м} = 703 \text{ м.}$$

7.5.5. Расчет нижней части колонны на устойчивость

Определяем критическую длину колонны по формуле (51):

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

$$l_0 < l_{кр}.$$

Конструкция колонны, полученная в результате расчета

Номер секции	Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы	Группа проч-ности	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 глуби-
нах $z = 100 - 200$, $z = 1000 - 1200$, $z = 1500 - 1650$ м с ин-

тенсивностью искривления соответственно $\alpha_{01} = 2,5$, $\alpha_{02} = 3,25$,
 $\alpha_{03} = 1,8^{\circ}$ на 10 м.

Технологические ограничения: внутренний диаметр лифта

$d = 6,2$ см; длина лифтовой колонны $L = 1900$ м.

Глубина скважины $H = 2000$ м.

Давление, кгс/см²: $\rho_{пл} = 250$; $\rho_{заб} = 240$; $\rho_{буф} = 30$.

Удельный вес, гс/см³: в процессе эксплуатации $\gamma_{ж} = 0,9$;
 при испытании на герметичность $\gamma_{оп} = \gamma_{н} = 1,0$.

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

Расчет I-й секции колонны

7.6.2. Выбор труб

Определяем $\rho_{вну}$ по формуле (1):

$$\rho_{вну} = (250 - 0,1 \cdot 0,9 \cdot 2000) \text{ кгс/см}^2 = 70 \text{ кгс/см}^2.$$

Согласно примечанию к п. 2.2.2 принимаем $1,1 \rho_{вну} = \rho_{оп} = 120$ кгс/см². Из формулы (5) видно, что расчетное избыточное внутреннее давление имеет постоянное значение

($\rho_{виз} = 120$ кгс/см²) по длине колонны, поэтому для любых труб будет выполняться условие $n_2 \rho_{виз} < \rho_{т}$.

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 $\alpha_{02} = 3,25^{\circ}$ на 10 м наблюдается на глубине $z = 1000 - 1200$ м. Значит, трубы I-й секции на глубине $z \geq 1000$ м рассчитываем с коэффициентом запаса n_1 , определяемым согласно п.2.3.5 по графику (см, рис. 2,а). При $\alpha_0 = 3,25^{\circ}$ на 10 м $n_1 = 1,525$.

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

$$Q_{г} = (120 \cdot 30,18) \text{ кгс} = 3622 \text{ кгс}.$$

$$l_1 = \left(\frac{\frac{28410}{1,525} - 3622}{9,47} \right) \text{ м} = 1585 \text{ м}.$$

Верхняя труба рассчитанной секции находится на участке $100 < z < 1000$ м. Расчет колонны на этом участке производится с коэффициентом $n_1 = 1,465$, определяемым по рис. 2, а при $\alpha_0 = 2,5^\circ$ на 10 м, поэтому длину 1-й секции пересчитываем с коэффициентом $n_1 = 1,465$.

$$l_1 = \left(\frac{\frac{28410}{1,465} - 3622}{9,47} \right) \text{ м} = 1665 \text{ м.}$$

7.6.4. Проверка на прочность верхней трубы 1-й секции с учетом избыточного наружного давления

Определяем $\rho_{низ}$ на глубине $z = L - l_1 = 235$ м по формуле (6):

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

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 $n_1 = 2,3$ (больше допустимого значения).

Расчет 2-й секции колонны

7.6.5. Выбор труб

На участке $100 \text{ м} \leq z < 235 \text{ м}$ требуется подобрать трубы при $n_1 = 1,465$.

Составляем этот участок колонны [$l_2 = (235 - 100) \text{ м} = 135 \text{ м}$] 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 $\rho_{низ}$ при $z = 100$ м по формуле (6):

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

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 $n_1 = 1,3$:

$$l_3 = \left[\frac{28410/1,3 - (9,47 \cdot 1665 + 9,64 \cdot 135) - 3622}{9,47} \right] \text{ м} = 123 \text{ м.}$$

$$l_1 + l_2 + l_3 > L.$$

Длина 3-й секции $l_3 = 100$ м.

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

Определяем $\rho_{низ}$ при $X = 0$ 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
1	73	5,5	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	1665	15,77
2	73	5,5	С высаженными наружу концами (ГОСТ 633-63)	Д	135	1,30
3	73	5,5	Гладкие (ГОСТ 633-63)	Д	100	0,95
Итого					1900	18,02

7.6.9. Расчет критической скорости движения жидкости

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

$$\Delta_T = \left(\frac{240 - 30 - 0,1 \cdot 0,9 \cdot 2000}{1900} \right) \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м} = 0,016 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м};$$

$$g_{\text{ж}} = (0,1 \cdot 0,9 \cdot 11,66) \text{ кгс/м} = 1,05 \text{ кгс/м};$$

$$g_{\text{в}} = (0,1 \cdot 0,9 \cdot 30,18) \text{ кгс/м} = 2,72 \text{ кгс/м};$$

$$V_{\text{кр}} = \sqrt{2,55 \frac{9,8}{2,72} \sqrt[3]{14034,3 (9,47 - 1,05 + 0,016 \cdot 30,18)^{27}}} \text{ м/с} = 30,8 \text{ м/с}.$$

Следовательно, $V < V_{\text{кр}}$.

ПРОЧНОСТНЫЕ, ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ И ВЕСОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ТРУБ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

Таблица I

Механические характеристики материалов насосно-
компрессорных труб по ГОСТ 633-63, кгс/см²

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

Таблица 2

Величины срабатывающих нагрузок соединений гладких
насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-63, расчи-
танные по формуле Яковлева - Шумилова, тс

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
48	4,0	11,49	15,12	16,63	19,65	22,68
60	5,0	20,11	26,46	29,11	34,40	39,69
73	5,5	28,41	37,39	41,13	48,60	56,08
73	7,0	37,78	49,68	54,65	64,58	74,52
89	6,5	42,35	55,72	61,29	72,44	83,58
102	6,5	45,03	59,25	65,18	77,03	88,88
114	7,0	55,64	73,21	80,53	95,18	109,82

Таблица 3

Величины растягивающих нагрузок, при которых напряжения в теле труб по ГОСТ 633-63 и труб типа НКБ1 достигают предела текучести, тс

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
38	3,5	12,49	16,43	18,07	21,36	24,65
42	3,5	16,16	21,27	23,39	27,65	31,90
48	4,0	21,14	27,82	30,60	36,17	41,73
60	5,0	32,99	43,41	47,75	56,43	65,12
73	5,5	44,30	58,29	64,11	75,77	87,43
73	7,0	55,13	72,53	79,79	94,29	108,80
89	6,5	63,45	83,49	91,84	108,54	125,24
89	8,0	76,79	101,04	111,14	131,35	151,56
102	6,5	73,76	97,05	106,76	126,17	145,58
114	7,0	89,62	117,92	129,71	153,30	176,88

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	46,12	53,22
73	5,5	36,98	48,66	53,52	63,26	72,99
73	7,0	47,81	62,90	69,20	81,78	94,36
89	6,5	54,98	72,34	79,57	94,04	108,51
89	8,0	68,29	89,86	98,85	116,82	134,79
102	6,5	63,54	83,60	91,97	108,69	125,41
114	7,0	78,12	102,78	113,06	133,62	154,18

Таблица 5

Внутреннее и наружное критические давления, при которых напряжения в теле труб по ГОСТ 633-63 и труб типа НКБ1, НКМ достигают предела текучести, кгс/см² *

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление ρ_{Γ} по группам прочности материала					Наружное давление $\rho_{\text{кр}}$ по группам прочности материала				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
33	3,5	697	917	1009	1192	1375	522	678	741	865	986
42	3,5	552	726	798	943	1089	402	517	563	651	735
48	4,0	551	725	797	942	1087	419	538	586	678	766
60	5,0	551	726	798	943	1088	398	511	557	644	727
73	5,5	501	659	725	857	989	371	474	515	592	665
73	7,0	638	839	923	1091	1259	520	674	737	859	977
89	6,5	486	640	704	832	960	372	475	516	592	663
89	8,0	598	787	866	1024	1181	497	644	703	818	928
102	6,5	425	560	616	728	840	304	383	413	468	518
114	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_H	проходного канала F_B	поперечного сечения F	опасного сечения F_0 труб гладких по ГОСТ 633-63
33	33,4	3,5	8,76	5,47	3,29	-
42	42,2	3,5	13,98	9,73	4,25	-
48	48,3	4,0	18,31	12,75	5,56	3,46
60	60,3	5,0	28,54	19,76	8,68	6,09
73	73,0	5,5	41,83	30,18	11,66	8,51
73	73,0	7,0	41,83	27,33	14,51	11,36
89	88,9	6,5	62,04	45,34	16,70	12,82
89	88,9	8,0	62,04	41,83	20,21	-
102	101,6	6,5	81,03	61,62	19,41	13,74
114	114,3	7,0	102,56	78,97	23,58	17,19

Продолжение табл. 6

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Осевой момент инерции сечения трубы J , см ⁴	Жесткость трубы EJ , кгс·м ²	Осевой момент сопротивления, см ³	
				сечения трубы W	опасного сечения W_0 труб гладких по ГОСТ 633-63
33	3,5	3,72	781,2	2,23	-
42	3,5	8,03	1686,3	3,81	-
48	4,0	13,76	2889,6	5,70	3,51
60	5,0	33,46	7026,6	11,10	7,73
73	5,5	66,83	14034,3	18,31	13,30
73	7,0	79,88	16774,8	21,88	17,01
89	6,5	142,77	29981,7	32,12	24,55
89	8,0	167,12	35095,2	37,60	-
102	6,5	220,45	46294,5	43,40	30,58
114	7,0	340,86	71580,6	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 высажеными концами	НКБ1	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 высажек. 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 проч- ности, кгс/с
	наименьший	наибольший	
По стандарту АНИ			
Н-40	2810	-	4220
Ј-55	3870	5620	5270
И-80	5620	7730	7030
Р-105	7380	9490	8440
С-75	5270	6330	6680
L-80	5620	6680	6680
С-95	6680	7730	7380
Не стандартизованных АНИ			
С-90	6330	7382	7380
0-95	6680	8790	7730
q-125	8790	10900	9490
v-150	10550		11250

Таблица 2

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

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали				
		Н-40	У-55 (К-55)	С-75	Н-80 (Л-80)	Р-105
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	13,2	14,1	-
48,3	3,68	8,7	11,9	16,2	17,3	-
60,3	4,24	13,7	18,8	25,6	27,3	-
	4,83	16,3	22,4	30,6	32,6	42,8
	6,45	-	-	43,8	46,7	61,3
73,0	5,51	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	36,1	49,7	67,6	72,2	94,7
	7,34	42,0	57,7	78,7	84,0	-
	9,52	-	-	104,8	111,8	146,7
101,6	5,74	32,7	44,9	61,2	65,3	-
114,3	6,88	47,0	65,0	89,0	95,0	-
Трубы с безмуфтовым соединением по стандартам АНИ						
33,4	3,38	7,2	10,0	13,6	14,5	-
42,2	3,18	10,1	13,8	-	-	-
	3,56	10,1	13,8	18,9	20,1	-
48,3	3,18	12,2	16,8	-	-	-
	3,68	12,2	16,8	22,9	24,4	-
52,4	3,96	16,2	22,3	30,3	32,4	-

Окончание табл. 2

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали				
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	P-105
Трубы типа А-95 фирмы "Хайдрил"						
42,2	3,56	-	15,7	-	23,1	-
48,3	3,68	-	19,0	-	27,6	-
52,4	3,96	-	22,1	-	32,1	-
60,3	4,83	-	30,9	-	44,9	-
73,0	5,51	-	42,9	-	62,3	-
88,9	6,45	-	61,4	-	89,2	-
101,6	6,65	-	72,9	-	105,8	-
114,3	6,88	-	85,3	-	123,9	-

Таблица 3

Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести [для труб фирм "Валдурек" (VAM), "Хайдрил" (PH-6, CS), "Маннесман" (TDS), "Атлас Брэдфорд" (DSS-NT, 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-105
26,7	2,87	6,0	8,3	11,3	12,1	-	-	15,9
	3,91	-	10,8	14,8	15,7	-	-	20,7
33,4	3,38	9,0	12,3	16,8	17,9	-	-	23,5
	4,55	-	15,9	21,7	23,2	-	-	30,4
42,2	3,56	12,1	16,7	22,8	24,3	-	-	31,9
	4,85	-	22,0	30,0	32,0	-	-	42,0
	5,03	-	22,7	30,9	33,0	-	-	43,3

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		Н-40	Ж-55 (К-55)	С-75	Н-80 (Л-80)	С-90	С-95 (О-95)	Р-105
48,3	3,68	14,5	20,0	27,2	29,0	-	-	38,1
	5,08	-	26,7	36,3	38,7	-	-	50,8
	5,56	-	28,9	39,3	41,9	-	-	55,1
52,4	3,96	-	23,3	31,7	33,8	-	-	44,4
	5,69	-	32,3	44,0	46,9	-	-	61,6
60,3	4,83	23,6	32,5	44,3	47,3	53,2	56,2	62,1
	5,54	-	36,9	50,2	53,6	60,3	63,7	70,3
	6,45	-	42,2	57,5	61,3	69,1	72,9	80,5
	6,62	-	43,2	58,8	62,7	70,6	74,5	82,4
	7,12	-	-	62,7	66,8	75,3	79,4	87,7
	8,53	-	53,7	73,1	77,9	87,8	92,7	102,4
73,0	5,51	32,8	45,2	61,6	65,6	73,9	78,0	86,2
	7,01	-	56,2	76,6	81,7	92,0	97,1	107,2
	7,82	-	62,0	84,4	90,0	101,3	106,9	118,2
	8,64	-	67,6	92,0	98,1	-	-	128,9
	9,19	-	71,2	97,0	103,5	116,5	123,0	135,9
	9,96	-	76,3	103,9	110,8	-	-	145,5
	10,28	-	78,4	106,7	113,8	128,2	135,3	149,4
	11,17	-	83,9	114,3	121,9	-	-	160,1
88,9	5,49	-	55,7	75,8	80,8	91,0	96,1	106,1
	6,45	46,9	64,6	88,0	93,9	105,7	111,6	123,2
	7,34	-	72,8	99,1	105,7	119,0	125,6	138,7
	9,35	-	90,4	123,1	131,3	-	-	172,4
	9,52	-	91,8	125,1	133,4	150,2	158,5	175,1
	10,50	-	100,0	136,2	145,3	163,6	172,7	190,8
	11,43	-	107,6	146,5	156,2	176,0	185,7	205,2
	12,09	-	112,8	153,7	163,9	-	-	215,2
	12,40	-	115,3	157,0	167,4	188,6	199,0	199,9
	12,95	-	119,5	162,7	173,5	-	-	227,9
	13,46	-	123,4	168,0	179,2	-	-	235,3

Окончание табл. 3

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		Н-40	Ж-55 (К-55)	С-75	Н-80 (Л-80)	С-90	С-95 (О-95)	Р-105
101,6	5,74	-	66,9	91,1	97,1	109,4	115,4	127,5
	6,65	55,7	76,7	104,5	111,4	125,5	132,5	146,3
	7,26	60,4	83,2	113,4	120,9	136,1	143,7	158,7
	8,38	-	94,9	129,3	137,9	155,3	163,9	181,0
	9,65	-	107,8	146,8	156,6	176,4	186,1	205,6
	10,92	-	120,3	163,8	174,7	196,8	207,7	229,4
	12,70	-	137,2	186,8	199,2	-	-	261,6
	15,49	-	162,1	220,7	235,4	-	-	309,1
114,3	6,88	65,2	89,8	122,3	130,4	146,9	155,0	171,3
	7,37	-	95,8	130,4	139,1	-	-	182,7
	8,56	-	110,0	149,8	159,7	-	-	209,7
	9,65	-	122,7	167,1	178,2	-	-	234,0
	10,20	-	129,0	175,7	187,4	211,0	222,7	246,0
	10,92	-	137,2	186,8	199,2	-	-	261,6
	12,70	-	156,8	213,5	227,7	-	-	299,0
	14,22	-	173,0	235,5	251,2	-	-	329,8
	16,00	-	191,1	260,3	277,6	-	-	364,5

Таблица 4

Наружное давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кгс/см²

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						P-I05
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95 (O-95)	
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	3,18	392	539	-	-	-	-	-
	3,56	435	597	8I4	869	-	-	II40
	4,85	-	787	I074	II45	-	-	I503
	5,03	-	8I3	II08	II82	-	-	I55I
48,3	3,18	346	467	-	-	-	-	-
	3,68	397	545	743	793	-	-	I005
	5,08	-	728	993	I060	-	-	I39I
	5,56	-	789	I076	II47	-	-	I506
50,8	4,19	-	585	798	85I	-	-	III7
52,4	3,96	393	54I	737	786	-	-	989
	4,19	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
	7,12	-	-	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
	9,19	-	-	II6I	I238	I393	I470	I625

Окончание табл. 4

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		Н-40	Ж-55 (К-55)	С-75	Н-80 (Л-80)	С-90	С-95 (О-95)	Р-105
73,0	9,96	-	911	1242	1324	-	-	1739
	10,28	-	936	1276	1361	1532	1617	1787
	11,17	-	1003	1367	1457	-	-	1913
88,9	5,49	326	420	530	553	599	622	664
	6,45	378	520	706	740	812	848	918
	7,34	426	586	799	852	959	1006	1119
	9,35	-	728	992	1059	-	-	1389
	9,52	-	740	1009	1076	1211	1278	1413
	10,50	-	810	1105	1178	1325	1399	1546
	11,43	-	865	1179	1258	1415	1494	1651
	12,09	-	909	1240	1322	-	-	1735
	12,40	-	928	1266	1350	1519	1603	1772
	12,95	-	963	1312	1400	-	-	1838
13,46	-	993	1355	1444	-	-	1897	
101,6	5,74	285	359	446	463	496	513	543
	6,65	345	463	591	619	674	700	752
	7,26	-	513	687	721	-	-	892
	8,38	-	586	798	851	958	1011	1118
	9,65	-	665	907	967	1088	1149	1270
	10,92	-	742	1012	1079	1214	1282	1417
	12,70	-	846	1154	1230	-	-	1615
	15,49	-	1000	1363	1454	-	-	1908
113	5,69	229	282	337	347	366	373	-
	6,88	316	402	506	527	570	591	629
	7,37	-	451	574	600	-	-	728
	8,56	-	536	731	780	-	-	972
	9,65	-	-	814	869	-	1033	1141
	10,20	457	629	856	913	1029	1086	1199
	10,92	-	669	911	972	-	-	1275
	12,70	-	764	1041	1111	-	-	1458
	14,22	-	843	1149	1224	-	-	1609
	16,00	-	931	1270	1354	-	-	1777

Таблица 5

Внутреннее давление, при котором напряжения в теле
трубы достигают предела текучести, кгс/см²

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-105
26,7	2,87	529	728	993	1059	-	-	I39I
	3,9I	-	993	I35I	I44I	-	-	I892
33,4	3,38	498	684	933	995	-	-	I306
	4,55	-	92I	I256	I340	-	-	I758
42,2	3,18	370	510	-	-	-	-	-
	3,56	415	57I	778	830	-	-	I090
	4,85	-	778	I062	II33	-	-	I486
	5,03	-	807	II0I	II74	-	-	I54I
48,3	3,18	324	445	-	-	-	-	-
	3,68	375	517	704	75I	-	-	986
	5,08	-	712	972	I036	-	-	I360
	5,56	-	780	I064	II35	-	-	I489
50,8	4,19	-	558	76I	812	-	-	I066
52,4	3,96	372	512	697	744	-	-	977
	4,19	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	I017	I073	II86
	6,45	-	723	987	I052	II84	I250	I38I
	6,62	-	744	I014	I082	-	-	I420
	7,12	-	-	I088	I160	I306	I378	I523
	8,53	-	958	I306	I393	I567	I654	I828
73,С	5,5I	37I	510	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	I015	I083	I218	I286	I42I
	8,64	-	80I	I09I	II64	-	-	I528

Окончание табл. 5

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали						
		Н-40	Ж-55 (К-55)	С-75	Н-80 (Л-80)	С-90	С-95 (О-95)	Р-105
73,0	9,19	-	-	І162	І240	І394	І472	І627
	9,96	-	922	І258	І342	-	-	І76І
	І0,28	-	954	І300	І387	І560	І647	І820
	І1,17	-	І036	І413	І507	-	-	І977
88,9	5,49	304	418	569	607	683	721	797
	6,45	357	491	669	714	804	849	937
	7,34	406	559	762	813	914	965	1067
	9,35	-	712	970	1036	-	-	1358
	9,52	-	727	988	1054	1186	1252	1384
	І0,50	-	804	1097	1170	1316	1389	1536
	І1,43	-	870	1186	1265	1423	1503	1660
	І2,09	-	920	1255	1339	-	-	1757
	І2,40	-	944	1287	1372	1544	1630	1801
	І2,95	-	986	1345	1434	-	-	1882
І3,46	-	1025	1398	1491	-	-	1957	
101,6	5,74	278	382	522	556	626	661	730
	6,65	322	443	605	645	725	766	846
	7,26	-	484	660	704	-	-	924
	8,38	-	558	761	812	914	965	1066
	9,65	-	643	877	935	1052	1111	1228
	І0,92	-	728	992	1058	1190	1256	1389
	І2,70	-	846	1154	1230	-	-	1615
	І5,49	-	1032	1408	1501	-	-	1970
114,3	5,69	-	337	459	490	551	581	-
	6,88	297	408	555	593	667	704	778
	7,37	-	436	595	634	-	-	832
	8,56	-	507	691	737	-	-	967
	9,65	-	-	779	831	-	987	1091
	І0,20	439	604	823	878	989	1043	1153
	І0,92	-	647	882	941	-	-	1235
	І2,70	-	752	1025	1094	-	-	1436
	І4,22	-	842	1148	1225	-	-	1608
	І6,00	-	948	1292	1378	-	-	1809

Таблица 6

Геометрические характеристики насосно-компрессорных труб зарубежного производства

Опр. 72 РИ 39-1-306-79

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Площадь, см ²				Осей момент инерции сечения трубы J , см ⁴	Жесткость трубы EJ , кгс·м ²	Осей момент сопротивления, см ³	
		по наружному диаметру F_H	проходного канала F_0	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	2,15	1,03	1,55	325,5	1,16	0,49
	3,91		2,80	2,80	-	1,87	392,7	1,40	-
33,4	3,38	8,76	5,57	3,19	1,77	3,63	762,3	2,17	1,09
	4,55		4,64	4,12	-	4,40	924,0	2,64	-
42,2	3,18	13,98	10,08	3,90	-	7,46	1566,6	3,54	-
	3,56		9,66	4,32	2,51	8,13	1707,3	3,85	2,07
	4,85		8,29	5,69	-	10,09	2118,9	4,78	-
	5,03		8,11	5,87	-	10,30	2163,0	4,88	-
50,8	3,18	18,31	13,81	4,51	-	11,52	2419,2	4,77	-
	3,68		13,16	5,16	3,08	12,92	2713,2	5,35	2,98
	5,08		11,42	6,89	-	16,32	3427,2	6,76	-
	5,56		10,85	7,46	-	17,33	3639,3	7,18	-
50,8	4,19	20,26	14,13	6,13	-	16,79	3525,9	6,61	-
52,4	3,96	21,55	15,53	6,02	-	17,78	3733,8	6,79	-
	4,19		15,21	6,34	-	18,60	3906,0	7,10	-
	5,69		13,21	8,35	-	23,10	4851,0	8,82	-
60,3	4,24	28,54	21,08	7,46	4,86	29,49	6192,9	9,78	6,03
	4,83		20,13	8,41	5,81	32,60	6846,0	10,81	7,06
	5,54		19,02	9,53	-	36,07	7574,7	11,96	-
	6,45		17,64	10,91	8,30	40,10	8421,1	13,30	9,55
	6,62		17,38	11,16	-	40,80	8568,0	13,53	-
	7,12		16,65	11,89	-	42,78	8983,8	14,19	-
	8,53		14,68	13,87	-	47,71	10019,1	15,82	-
73,0	5,51	41,83	30,16	11,68	8,51	66,93	14055,3	18,34	12,77
	7,01		27,31	14,53	-	79,96	16791,6	21,91	-
	7,82		25,83	16,01	12,84	86,22	18106,2	23,62	18,06
	8,03		25,45	16,38	-	87,75	18429,6	24,04	-
	8,64		24,37	17,46	-	92,04	19328,4	25,22	-
	9,19		23,42	18,41	-	95,66	20088,6	26,21	-

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Площадь, см ²				Осевой момент инерции сечения трубы J , см ⁴	Жесткость трубы EJ , кгс·м ²	Осевой момент сопротивления, см ³	
		по наружному диаметру F_H	проходного канала F_B	поперечного сечения F	опасного сечения F_0 труб гладких по стандарту АНИ			сечения трубы W	опасного сечения W_0 труб гладких по стандарту АНИ
73,0	9,96	41,83	22,12	19,72	-	100,38	21079,8	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	-
13,45	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	1,70	1,79	-	-	-
33,4	3,38	2,53	2,68	-	2,56	-
42,2	3,18	-	-	-	3,13	-
	3,56	3,42	3,57	-	3,47	-
48,3	3,18	-	-	-	3,57	-
	3,68	4,09	4,32	-	4,11	-
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	5,51	9,52	9,67	9,45	-	9,52
	7,01	-	-	-	-	11,46
	7,82	12,80	12,95	12,79	-	12,80
	9,19	-	-	-	-	14,44

Продолжение табл. 7

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Трубы по стандартам ЛНИ				Трубы ВАМ фирмы "Валдурек"
		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	-	-	1,79	-	-	-	-	-
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	11,46	-	-	11,46	11,46	11,46	11,46	-
73,0	5,51	-	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67	9,52
	7,01	11,76	-	-	11,76	11,76	11,76	11,76	-
	7,82	12,95	-	-	12,95	12,95	12,95	12,95	12,95
	8,03	-	-	-	13,24	-	-	-	-
	8,64	14,14	-	-	14,14	14,14	14,14	14,14	-
	9,19	-	-	-	-	15,48	-	15,48	-

Окончание табл. 7

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Трубы фирмы "Хайдрил" типов			Трубы фирмы "Атлас Брэдфорд" типов				Трубы EDS фирмы "Маннесман"
		PH-6	A-95	CS	DSS-HT	IJ-4S	IJ-3SS	TC-4S	
73,0	10,28	16,37	-	-	16,37	16,37	16,37	16,37	-
	11,18	-	-	-	17,34	17,34	17,34	17,34	-
88,9	6,45	-	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,69
	7,34	-	-	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33	15,33
	9,35	19,05	-	-	19,05	19,05	-	19,05	-
	9,52	19,27	-	-	19,27	19,27	19,27	19,27	19,27
101,6	6,65	-	16,07	16,07	16,07	-	16,22	16,07	16,22
	8,38	19,94	-	-	19,94	19,94	19,94	19,94	-
114,3	6,88	-	18,97	18,97	18,97	18,97	18,97	18,97	18,75
	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	-	-	-	25,15	25,15	-	25,15	-
	10,92	28,57	-	-	28,57	28,57	28,57	28,57	-
	12,70	-	-	-	32,14	32,14	-	32,14	-

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	1986	2614	2874	3397	3920
60	5,0	2207	2904	3194	3775	4355
73	5,5	2308	3037	3341	3948	4555
	7,0	2484	3266	3593	4246	4899
89	6,5	2381	3133	3446	4073	4700
102	6,5	2192	2885	3173	3750	4327
114	7,0	2237	2944	3238	3827	4416

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	3612	4751	5226	6177	7128
42	3,5	3593	4729	5200	6147	7092
48	4,0	3582	4714	5185	6128	7070
60	5,0	3564	4690	5159	6097	7035
73	5,5	3535	4651	5116	6046	6976
	7,0	3573	4700	5171	6110	7051
89	6,5	3504	4610	5072	5994	6916
	8,0	3539	4657	5122	6054	6985
102	6,5	3535	4651	5117	6047	6977
114	7,0	3537	4654	5119	6050	6981

Таблица 3

Трубы типа НКБТ

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
60	5,0	3589	4723	5195	6140	7085
73	5,5	3610	4750	5224	6174	7124
	7,0	3615	4756	5232	6183	7135
89	6,5	3581	4712	5183	6126	7068
	8,0	3589	4722	5194	6138	7083
102	6,5	3605	4743	5217	6166	7115
114	7,0	3611	4752	5227	6177	7127

Таблица 4

Трубы типа НКМ

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
60	5,0	2933	3860	4247	5018	5790
73	5,5	3001	3948	4343	5133	5923
	7,0	3141	4132	4546	5372	6198
89	6,5	3076	4047	4451	5261	6070
102	6,5	3078	4050	4455	5265	6075
114	7,0	3094	4071	4478	5293	6107

Примечание. Предельные глубины спуска рассчитаны для одноступенчатой колонны, составленной из труб одной группы прочности и толщины стенки, по формуле (37) при коэффициенте запаса прочности $K_1 = 1,3$.

Приложение 4

Геометрические и весовые характеристики штанговой колонны

Условный диаметр штанги, мм	Площадь поперечного сечения штанги, см ²	Теоретический вес 1 м штанговой колонны, кгс/м
12	1,13	1,32
16	2,01	1,67
19	2,83	2,35
22	3,80	3,14
25	4,91	4,09

Значения показательной функции

$\frac{\bar{y}(H-z)}{T_{cp} m}$	$\frac{0,0345 \bar{y}(H-z)}{T_{cp} m}$	$\frac{exp}{T_{cp} m}$	$\frac{\bar{y}(H-z)}{T_{cp} m}$	$\frac{0,0345 \bar{y}(H-z)}{T_{cp} m}$	$\frac{exp}{T_{cp} m}$
0,3	0,01024	I,0103	3,1	0,10586	I,1117
0,4	0,01366	I,0138	3,2	0,10928	I,1155
0,5	0,01707	I,0173	3,3	0,11270	I,1193
0,6	0,02049	I,0207	3,4	0,11611	I,1231
0,7	0,02390	I,0242	3,5	0,11953	I,1269
0,8	0,02732	I,0277	3,6	0,12294	I,1308
0,9	0,03074	I,0312	3,7	0,12636	I,1347
I,0	0,03415	I,0347	3,8	0,12977	I,1425
I,1	0,03757	I,0384	3,9	0,13319	I,1425
I,2	0,04098	I,0418	4,0	0,13660	I,1464
I,3	0,04440	I,0454	4,1	0,14002	I,1505
I,4	0,04781	I,0490	4,2	0,14343	I,1542
I,5	0,05123	I,0526	4,3	0,14685	I,1581
I,6	0,05464	I,0561	4,4	0,15026	I,1622
I,7	0,05806	I,0598	4,5	0,15368	I,1661
I,8	0,06147	I,0634	4,6	0,15710	I,1701
I,9	0,06489	I,0670	4,7	0,16050	I,1740
2,0	0,06830	I,0707	4,8	0,16392	I,1781
2,1	0,07172	I,0743	4,9	0,16734	I,1821
2,2	0,07513	I,0780	5,0	0,17075	I,1861
2,3	0,07855	I,0816	5,1	0,17417	I,1903
2,4	0,08196	I,0855	5,2	0,17758	I,1943
2,5	0,08538	I,0892	5,3	0,18100	I,1984
2,6	0,08879	I,0929	5,4	0,18441	I,2025
2,7	0,09220	I,0966	5,5	0,18783	I,2066
2,8	0,09562	I,1004	5,6	0,19124	I,2107
2,9	0,09903	I,1041	5,7	0,19466	I,2149
3,0	0,10245	I,1079	5,8	0,19807	I,2191

Окончание приложения 5

$\frac{\bar{y}(H-z)}{T_{cp} m}$	$\frac{0,0345\bar{y}(H-z)}{T_{cp} m}$	$\frac{exp}{0,0345\bar{y}(H-z)}$ $T_{cp} m$	$\frac{\bar{y}(H-z)}{T_{cp} m}$	$\frac{0,0345\bar{y}(H-z)}{T_{cp} m}$	$\frac{exp}{0,0345\bar{y}(H-z)}$ $T_{cp} m$
5,9	0,20149	I,2232	8,0	0,27320	I,3142
6,0	0,20490	I,2274	8,2	0,28003	I,3232
6,1	0,20832	I,2316	8,4	0,28686	I,3322
6,2	0,21173	I,2358	8,6	0,29369	I,3414
6,3	0,21515	I,2401	8,8	0,30052	I,3569
6,4	0,21856	I,2444	9,0	0,30735	I,3598
6,5	0,22198	I,2486	9,2	0,31418	I,3671
6,6	0,22539	I,2528	9,4	0,32101	I,3785
6,7	0,22880	I,2571	9,6	0,32784	I,3880
6,8	0,23220	I,2614	9,8	0,33467	I,3975
6,9	0,23564	I,2656	10,0	0,34150	I,4068
7,0	0,23905	I,2699	11,0	0,37565	I,4559
7,2	0,24588	I,2788	12,0	0,40980	I,5065
7,4	0,25271	I,2875	13,0	0,44395	I,5588
7,6	0,25954	I,2963	14,0	0,47810	I,6130
7,8	0,26637	I,3022	15,0	0,51225	I,6690

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения	3
2. Фонтанный способ эксплуатации	6
2.1. 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	13
2.4. Методика расчета лифтовых колонн	20
3. Компрессорный способ эксплуатации	23
3.1. 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
4.1. 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
5.1. 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
6.1. Основные исходные данные для расчета	30
6.2. Нагнетательные скважины, оборудованные пакерами	31
6.3. Гидроразрыв пласта	31
6.4. Гидропескоструйная перфорация	31
6.5. Тепловая обработка забоя скважины	32

Рекомендации по расчету колонн, составленных из труб зарубежного производства	32
7. Примеры расчета лифтовых колонн	33
7.1. 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	51
7.6. Фонтанная наклонно направленная скважина без пакера	53
Приложения:	
1. 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 39-1-306-79

Редактор С.Ф.Пахомова

Подписано в печать 21/X 1980. Формат 60x84 1/16. Бумага №1.
4,7 усл. печ. л. 4,1 уч.-изд. л.
Тираж 700 экз. Заказ № 6502 Цена 50 коп.

Всесоюзный научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб. Куйбышев, ул.Авроры, 110.

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