

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАСПИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИИ И
ИНЖИНИРИНГА ИМЕНИ Ш.ЕСЕНОВА**

ИНСТИТУТ НЕФТИ ГАЗА

КАФЕДРА «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»

**КУЛИЕВ Ю.М., СЕЙДАЛИЕВ А.А., НУКЕНОВ Д.Н.,
САДУАКАСОВ Д.С., КУЛИЕВА А.Ю.**

**Методика расчета эксплуатационных обсадных колонн
по дисциплине
ЗАКОНЧИВАНИЕ СКВАЖИН**

для студентов по специальности 050708 – Нефтегазовое дело

Актау - 2010

УДК 622.24

Составители: Кулиев Ю.М. д.т.н. профессор, Сейдалиев А.А. к.т.н. доцент, Нукунов Д.Н. к.т.н., Садуакасов Д.С. к.т.н., Кулиева А.Ю. магистрант. Методика расчета эксплуатационных обсадных колонн – Актау, 2010. – 35 стр.

Рецензент: т.ф.д. профессор Айткулов А.У.

Методическая разработка предназначено для оказания помощи при подготовке и защите курсовых работ студентами специальности 050708 – Нефтегазовое дело.

Рекомендовано к изданию решением учебного – методического совета Каспийского государственного университета технологии и инжиниринга им. Ш. Есенова.

© КГУТиИ им. Ш.Есенова 2010.

Введение

Расчет обсадных колонн производится с учетом максимальных значений избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок (при бурении, опробовании, эксплуатации, ремонте скважин и т.д.)

В результате расчета определяются конструкция обсадной колонны (типоразмеры труб по секциям и их длины), давление при испытании ее на герметичность, а также при гидроиспытании труб перед спуском в скважину. Особое внимание необходимо обратить на определение величин горного и пластового давления, интервалов расчета колонны по этим данным, а также на уточнение таких параметров, как удельные веса промывочной жидкости и газонефтяной смеси (при газонефтеводопроявлениях).

Основные обозначения, принятые в формулах

Расстояние от устья скважины, м:	
- до башмака колонны	L
- до уровня цементного раствора	h
- до уровня жидкости в колонне	H
- до пласта, в котором возможны нефтегазоводопрооявления	l
- до верхнего конца хвостовика	l_0
- до верхнего конца i -й секции обсадной колонны	L_i
- до рассчитываемого сечения	Z
Плотность газа по воздуху (относительный)	$\bar{\rho}$
Плотность, гс/см ³ :	ρ
- опрессовочной жидкости	$\rho_{о.ж.}$
- бурового раствора за колонной	$\rho_{б.р.}$
- жидкости в колонне	$\rho_в$
- цементного раствора за колонной	$\rho_{ц.р.}$
- вышележающих пород (средний)	ρ_n
- бурового раствора в колонне	ρ_k
- жидкости в колонне в процессе проявления (минимальный)	ρ_o
Эквивалентный удельный вес жидкости за рассчитываемой колонной, гс/см ³ :	$\rho_э$
Давление, мПа:	
- наименьшее внутреннее в газонефтяной и газовой скважине при окончании эксплуатации	P_{min}
- избыточное внутреннее на устье в период ввода в эксплуатацию (в хорошо изученных районах исходные значения P_y принимают по результатам промысловых испытаний)	P_y
- внутреннее на глубине z	$P_{вz}$
- наружное на глубине z	$P_{нz}$
- внутреннее избыточное на глубине z	$P_{внz}$
- наружное избыточное на глубине z	$P_{ннz}$
- критическое избыточное наружное, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести	$P_{кр}$
- избыточное внутреннее, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести	P_m
- пластовое на глубине z	$P_{плz}$
Вес колонны, МН:	
- I м i -й секции (теоретический)	q_i
- i -й секции	Q_i
- общий вес подобранных секций	Q
Нагрузка, МН:	
- страгивающая	$P_{см}$
- допустимая осевая	$[p]$
Температура газа, К:	

- на устье скважины	T_y
- на забое скважины	T_3
- средняя	T_{cp}
Коэффициент сжимаемости	m
Запас прочности при расчете на наружное избыточное давление	n_1
Запас прочности при расчете на внутреннее избыточное давление	n_2
Запас прочности при расчете на растяжение	n_3
Коэффициент разгрузки цементного кольца	K

Примечание: K – для колонн диаметрами 114-178 мм равен 0,25; 194-245 мм – 0,30; 273-324 мм – 0,35; 340-508 мм – 0,40.

1. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

1.1. Внутреннее давление.

Определение для процессов, при которых оно достигает максимальных и минимальных значений (опробование, эксплуатация и ремонт скважин).

Максимальные значения рабочих внутренних давлений достигаются в период ввода скважин в эксплуатацию (при закрытом устье) или при нагнетании в скважины жидкостей для интенсификации добычи (например, при гидроразрывах).

Минимальные значения внутренних давлений обычно имеют место при окончании эксплуатации скважин.

1.1.1. Для расчета колонн нефтяных скважин внутреннее давление определяют следующим образом:

а. В период ввода в эксплуатацию [при $p_y \geq 0$ (рис.1 в)] – по формуле

$$P_{BZ} = P_{плL} - 0,1 \rho_B (L-Z) \quad \text{при} \quad 0 \leq Z \leq L$$

б. При окончании эксплуатации (рис. 1а, б) – по формулам

$$P_{BZ} = 0 \quad \text{при} \quad 0 \leq Z \leq H;$$

$$P_{BZ} = 0,1 \rho_B (Z - H) \quad \text{при} \quad H \leq Z \leq L$$

1.1.2. Для расчета колонн газовых скважин внутреннее давление определяют следующим образом:

а. В период ввода в эксплуатацию ($H = L$) при закрытом устье (рис. 1 г) – по формуле

$$P_{BZ} = \frac{P_{плL}}{e^S} \quad \text{при} \quad 0 \leq Z \leq L$$

$$e^S = \frac{(2+S)}{(2-S)},$$

при e – основание натурального логарифма;

$$S = \frac{0,03415 \bar{p}(L-Z)}{m T_{cp}}, \quad (1.3 \text{ б})$$

$$T_{cp} = \frac{(T_y + T_3)}{2} \quad (1.3 \text{ в})$$

Примечания:

1. Расчет значения S можно производить по упрощенной формуле

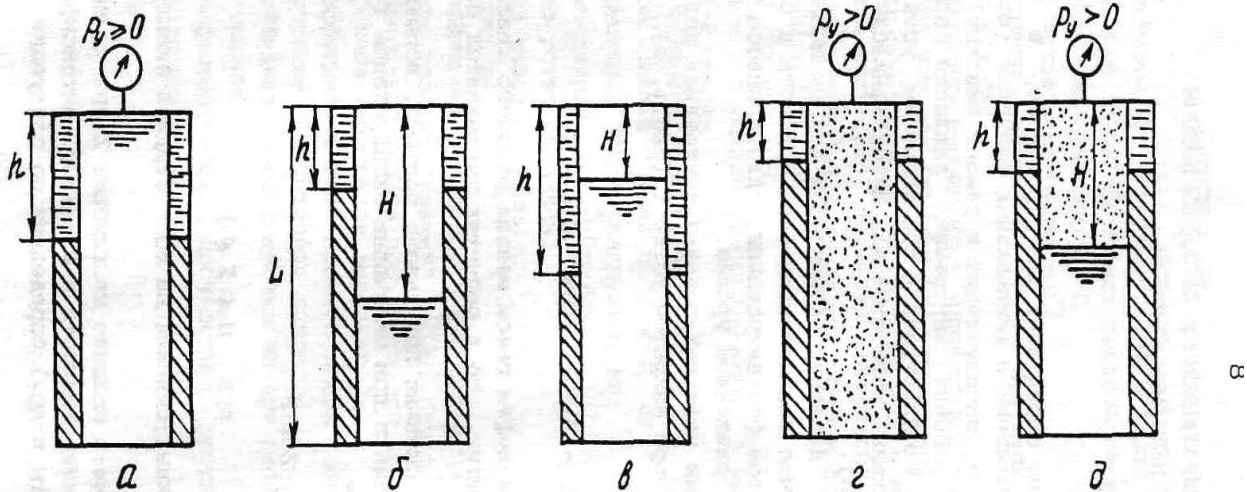


Рис. 1. Схема уровней в нефтяных (а, б, в), газовых (г) и газожидкостных (д) скважинах

$$S=0,1 \cdot 10^{-3} \bar{\rho} (L - Z) \quad (1.3 \text{ г})$$

2. Распределение давления по длине колонны допустимо принимать линейным (по данным $P_{вЛ}$ и P_y):

$$P_{вZ} = P_y + \frac{P_{вЛ} - P_y}{L} Z, \quad (1.3 \text{ д})$$

где P_y и $P_{вЛ}$ определяют по формуле (1.3) соответственно при $Z=0$ и $Z=L$.

3. а. При $L \leq 1000$ м и $P_{плЛ} \leq 10$ мПа, а также при $P_{плЛ} \leq 4,0$ мПа и любом L допустимо считать, что внутреннее давление по всей глубине скважины равно пластовому.

б. При окончании эксплуатации ($H=L$) за внутреннее давление P_{\min} принимают наименьшие устьевое и забойное давления для заданного диаметра эксплуатационной колонны (рис. 1 г). Распределение давления $P_{вZ}$ по длине колонны считают линейным и определяют по формуле (1.3 д) или в соответствии с примечанием 3 к пункту а.

1.1.3. Для расчета колонн газонефтяных и газовых скважин (рис. 1 д) при наличии в закрытых стволах столба жидкости и газа на всех стадиях эксплуатации внутреннее давление определяют по формулам

$$P_{вZ} = P_{плЛ} - 0,1 \rho_B (L - Z) \quad \text{при} \quad H \leq Z \leq L \quad (1.4)$$

$$P_{вZ} = \frac{P_{плЛ} - 0,1 \rho_B (L - H)}{e^S} \quad \text{при} \quad 0 \leq Z \leq H, \quad (1.5)$$

где $S=0,1 \cdot 10^{-3} \bar{\rho} (H - Z)$

На участке от устья до глубины H распределение давления можно считать линейным:

$$P_{вZ} = \frac{P_{вН} - P_y}{H} Z + P_y, \quad (1.6)$$

где P_y и $P_{вН}$ определяют по формуле (1.5) соответственно при $Z=0$ и $Z=H$.

Примечание:

При $H \leq 1000$ м и $P_{вн} \leq 10$ мПа, а также при $P_{вн} \leq 40$ мПа и любых H давление на участке от устья до глубины H можно принимать постоянным и равным $P_{вн}$.

1.1.4. В хорошо изученных районах допускается производить расчет внутренних давлений по фактическим промысловым значениям устьевого давления.

1.1.5. Внутреннее давление в нагнетательных скважинах определяют с учетом максимальных устьевого и забойного давлений при закачке жидкости или газа (рис.1 в, г) по формуле (1.3 д).

1.1.6. При ремонтных работах, гидроразрывах и т.д. внутреннее давление для скважин всех назначений определяют с учетом максимального устьевого давления (рис.1 в).

Если после предусмотренных технологических операций (например, с помощью пакера) внутреннее давление окажется больше, чем его максимальные значения в период ввода скважины в эксплуатацию, то расчет необходимо производить по формуле:

$$P_{вз} = P_y + 0,1 \rho_v Z \quad \text{при} \quad 0 \leq Z \leq L \quad (1.7)$$

1.2. Наружное давление.

Определяют для тех же процессов (опробование, эксплуатация и ремонт скважины), что и внутреннее давление (п. 1.1.).

1.2.1. В незацементированной зоне наружное давление на колонну на участке от устья до уровня цемента определяют по формуле:

$$P_{нз} = 0,01 \rho_{б.р} Z \quad \text{при} \quad 0 \leq Z \leq h \quad (1.8)$$

1.2.2. В зацементированной зоне наружное давление на колонну определяют следующим образом:

а. При нормальных условиях бурения – с учетом давления составного столба бурового и цементного растворов и разгрузки в зоне цементного кольца.

На забое это давление равно

$$P_{нЛ} = 0,01[\rho_{б.р} \cdot h + \rho_{ц.р} \cdot (L - h)] (1 - K) + K P_{вЛ}, \quad (1.9)$$

где $P_{нЛ}$ - внутреннее давление у забоя, определяемое по формулам раздела 1.1.

Распределение наружного давления на участке $(L-h)$ считают линейным от $P_{нЛ}$ до $P_{нh}$, где $P_{нh}$ определяют по формуле (1.8.) при $Z=h$:

$$P_{нз} = P_{нh} + \frac{P_{нЛ} - P_{нh}}{L-h} (Z - h) \quad (1.10)$$

Примечание:

Расчетный удельный вес $\rho_{ц}$ цементного столба, состоящего из участков с разными удельными весами, определяют из выражения

$$\rho_{ц(ср)} = \frac{\rho_{цр}^I l^I + \rho_{цр}^{II} l^{II} + \dots + \rho_{цр}^n l^n}{l^I + l^{II} + \dots + l^n} \quad (1.11)$$

где $\rho_{цр}^I, \rho_{цр}^{II}, \dots, \rho_{цр}^n, l^I, l^{II}, \dots, l^n$ – соответственно плотность цементного раствора и длина участка до рассматриваемого включительно.

б. Если наружное давление в зоне проницаемых пород на зацементированном участке, определенное по формуле (1.10), окажется меньше пластового давления, то на этом участке $P_{нз}$ определяют по формуле

$$P_{нз} = P_{плз} \quad (1.12)$$

Расчет по формуле (1.12) производят для интервала, равного мощности пласта, увеличенной на 100 м (по 50 м выше кровли и ниже подошвы).

в. В интервале залегания пород, склонных к текучести, наружное давление определяют по полному горному давлению:

$$P_{нз} = 0,01\rho_n Z \quad \text{при} \quad h \leq Z \leq L \quad (1.13)$$

Расчет по формуле (1.13) производят для интервала, равного мощности пласта, увеличенной на 50 м (по 25 м выше кровли и ниже подошвы).

Примечание:

Для двух или трех первых разведочных скважин ρ_n принимают равным 2,3 гс/см³, а для последующих – соответствии с уточненными геологическими данными.

1.3. Избыточное наружное давление.

В общем случае определяют как разность между наружным и внутренним давлениями:

$$P_{низ} = P_{нз} - P_{вз} \quad (1.14)$$

При этом $P_{нз}$ и $P_{вз}$ определяют для одного и того же момента времени по формулам разделов 1.1. и 1.2.

Для расчета максимального избыточного наружного давления в формулу (1.14) подставляют значение минимального внутреннего давления, которое обычно наблюдается при окончании эксплуатации.

Ниже приведены расчетные формулы для определения избыточных наружных давлений при окончании эксплуатации, полученные по формуле (1.14).

1.3.1. В незацементированной зоне нефтяных скважин избыточное наружное давление определяют по формулам:

при $h > H$ (рис. 1б)

$$P_{низ} = 0,01\rho_{бп} Z \quad \text{при} \quad 0 \leq Z \leq H; \quad (1.15)$$

$$P_{низ} = 0,01[\rho_{бп} Z - \rho_v (Z-H)] \quad \text{при} \quad H \leq Z \leq h \quad (1.16)$$

при $h < H$ (рис. 1а)

$$P_{низ} = 0,01 \rho_{бп} Z \quad \text{при} \quad 0 \leq Z \leq h \quad (1.17)$$

в газовых (рис. 1г), а также в газоконденсатных скважинах при наличии столба жидкости (рис. 1д) – по формуле

$$P_{низ} = 0,01 \cdot \rho_{бп} \cdot Z - P_{min} \quad \text{при} \quad 0 \leq Z \leq h, \quad (1.18)$$

где P_{min} в зависимости от диаметра обсадных труб, выбирается из таблицы 1.

Таблица 1.

Минимально необходимое избыточное внутреннее устьеовое давление при испытании на герметичность, $P_{опр}$.

Наружный диаметр колонны, мм	Значение $P_{опр}$, МПа
114.....127	15,0
140.....146	12,5
168	11,5
178.....194	9,5
219.....245	9,0
273.....351	7,5
377.....508	6,5

1.3.2. При определении давления в зацементированной зоне в расчет вводят только максимальные значения $P_{низ}$.

Распределение давления при расчете по составному столбу (с учетом разгрузки в зацементированной зоне) принимается линейным в интервале от h до L .

$$P_{из} = P_{из}^h + \frac{\Delta P_{L-h} - \Delta P_h}{L-h} (Z-h) \quad (1.19)$$

Для нефтяных скважин, (рис. I а), при $Z = L$, ($h < H$), наружное избыточное давление определяется по формуле:

$$P_{низ} = P_{из} - P_{вз} \quad (1.20)$$

$$P_{из} = 0,01[(\rho_{бр}h + \rho_{цп}(L-h))(1-\kappa) + \kappa P_{вз}L] \quad (1.21)$$

$$P_{вз} = 0,01\rho_{в}(L-H) \quad (1.22)$$

$$\begin{aligned} P_{низ} &= 0,01[(\rho_{бр}h + \rho_{цп}(L-h) - \rho_{в}(L-H))(1-\kappa)] \\ &= 0,01[(\rho_{бр}h + \rho_{цп}L - \rho_{цп}h - \rho_{в}L + \rho_{в}H)](1-\kappa) = \\ &= 0,01[(\rho_{цп} - \rho_{в})L - (\rho_{цп} - \rho_{бр})h + \rho_{в}H](1-\kappa) \end{aligned} \quad (1.23)$$

Для газовых (рис. I г), а также в газоконденсатных скважинах при наличии столба жидкости (рис. I д), $P_{низ}$ определяется по формулам:

- при $z = 0$

$$P_{низ} = 0,01 \rho_{цп} z \quad (1.24)$$

- при $z = h$

$$P_{низ} = \{ 0,01[(\rho_{бр}h + \rho_{цп}(L-h)) - P_{мин}] (1-\kappa) \} \quad (1.25)$$

- при $z = L$

$$P_{низ} = [0,01 \rho_{цп} L - P_{мин}] (1-\kappa) \quad (1.26)$$

1.4. Избыточное внутреннее давление

В общем случае определяют как разность между внутренним $P_{вз}$ и наружным $P_{из}$ давлениями, установленными для одного и того же периода времени:

$$P_{виз} = P'_{вз} - P_{из} \quad (1.27)$$

где $P'_{вз}$ – внутреннее давление при испытании клоны на герметичность.

Величину $P_{из}$ определяют с учетом давления составного столба и его разгрузки или с учетом пластового давления.

Расчет колонны по внутреннему избыточному давлению производят для двух случаев испытания колонны на герметичность:

- а) в один прием без пакера;
- б) в два или несколько приемов с установкой пакера.

1.4.1. При испытании колонны в один прием без пакера значение $P'_{вз}$ определяют из выражения:

$$P'_{вз} = 1,1P_y + 0,1\gamma_{о.ж} Z \quad (1.28)$$

где P_y – вычисляют с учетом максимальных значений по формулам раздела 1.1. ($P_y = P_{вз}$ при $Z = 0$).

Величину $P_{вз}$ определяют по формулам раздела 1.2.

Ниже приведены расчетные формулы для определения избыточного внутреннего давления.

Расчет колонн в незацементированной зоне производят по формулам:

при $0 \leq Z \leq h$

$$P_{виз} = 1,1P_y - 0,01(\rho_{б.р} - \rho_{о.ж})Z \quad \text{при } 1,1P_y > P_{оп} \quad (1.29)$$

$$P_{виз} = P_{оп} - 0,01(\rho_{б.р} - \rho_{о.ж})Z \quad \text{при } 1,1P_y \leq P_{оп} \quad (1.30)$$

где $P_{оп}$ – минимальное внутреннее давление (таблица 1.)

б) При расчете колонн в зацементированной зоне по давлению составного столба с учетом разгрузки распределение избыточного внутреннего давления принимают линейным и определяют по формулам:

$$P_{виз} = P_{визh} + \frac{P_{визL} - P_{визh}}{L-h} (Z - h) \quad (1.31)$$

При $Z = L$, избыточное внутреннее давление определяют из следующих выражений (1.27, рис. 1а):

где $P_{вз} = 1,1P_y + 0,01\rho_{о.ж}L$

$$P_{вз} = 0,01[\rho_{б.р}h + \rho_{ц.р}(L - h)](1 - \kappa)$$

$$\text{тогда, } P_{визL} = \{1,1P_y + 0,01[\rho_{о.ж}L - (\rho_{б.р}h + \rho_{ц.р}(L - h))]\}(1 - \kappa) = \\ = \{1,1P_y - 0,01[(\rho_{ц.р} - \rho_{о.ж})L - (\rho_{ц.р} - \rho_{б.р})h]\}(1 - \kappa) \quad (1.32)$$

Если $1,1P_y < P_{опр}$, тогда формула (1.32) имеет следующий вид:

$$P_{визL} = \{P_{опр} - 0,01[(\rho_{ц.р} - \rho_{о.ж})L - (\rho_{ц.р} - \rho_{б.р})h]\}(1 - \kappa) \quad (1.33)$$

Избыточное внутреннее давление на глубине Z с учетом пластового давления определяют по формулам:

$$P_{виз} = 1,1P_y + 0,1\gamma_{ж}Z - P_{плz} \quad \text{при } 1,1P_y > P_{оп} \quad (1.34)$$

$$P_{виз} = P_{оп} + 0,1\gamma_{ж}Z - P_{плz} \quad \text{при } 1,1P_y \leq P_{оп} \quad (1.35)$$

1.5. Методика расчета эксплуатационных обсадных колонн

1.5.1. На основании исходных данных выбирают расчетную схему по рис. 1 и определяют величину избыточных наружных и внутренних давлений на устье скважины и на глубинах H , h , L , а также для интервалов, рассчитываемых по пластовому или горному давлению.

Распределение давлений в этих интервалах принимают линейным и определяют по формулам (1.15 – 1.19), (1.20 – 1.26) и (1.28 – 1.31), (1.32 – 1.35).

Расчет колонны может быть произведен и с помощью эпюр, построенных по величинам давлений.

1.5.2. Эпюры избыточных наружных давлений строят в такой последовательности:

а. Определяют избыточные наружные давления $P_{\text{низ}}$:

- в незацементированной зоне у устья скважины и на глубинах H и h – по формулам (1.15 – 1.18)

- в цементированной зоне на глубине L (с учетом удельного веса составного столба и разгрузки в зоне цемента) - по формулам (1.20 – 1.23).

Если при расчете наружного давления учитывают удельный вес бурового раствора, то $P_{\text{низ}}$ определяют при $Z = 0$, $Z = H$ и $Z = L$ по формулам (1.24 – 1.26)

б. Строят эпюру наружных избыточных давлений по вычисленным значениям.

1.5.3. Эпюры избыточных внутренних давлений строят аналогично п. 1.5.2.:

- при испытании колонны на герметичность в один прием без пакера расчет $P_{\text{виз}}$ проводят по формулам (1.29 – 1.35).

1.5.4. Расчет обсадной колонны производят в такой последовательности:

а. Строят эпюры избыточных наружных и избыточных внутренних давлений при испытании колонны на герметичность в один прием без пакера (пп. 1.5.2, 1.5.3а).

б. Определив запас прочности n_1 на наружное давление для 1-й снизу секции колонны, вычисляют произведение $n_1 P_{\text{нвл}}$ и в соответствии с таблицей подбирают трубы с $P_{\text{кр}} \geq n_1 P_{\text{нвл}}$.

Задавшись длиной 1-й секции l_1 , которая равна мощности эксплуатационного объекта, определяют запас прочности n_2 (при положительном значении внутреннего избыточного давления) для верхней трубы этой секции.

Если запас прочности окажется меньше допустимого, то подбор труб производят по условию формулы $P_{\text{виз}} \leq \frac{P_{\delta}}{n_2}$. По таблице определяют вес секции

Q_1 .

в. По эпюре определяют наружное давление на верхнем конце 1-й секции (на глубине L_1), а по таблице подбирают трубы с $P_{\text{кр}}$, равным или близким по значению (в большую сторону) давлению на глубине L_1 , из которых составляют 2-ю секцию.

г. Для определения длины 2-й секции l_2 необходимо выбрать трубы для 3-й секции, отыскать по таблице соответствующее им $P_{\text{кр}}$, а по эпюре найти глубину L_2 , на которой расчетное давление будет равно найденному значению $P_{\text{кр}}$.

Длина 2-й секции $l_2 = L_1 - L_2$.

Далее производят расчет на внутреннее давление для верхней трубы 2-й секции. Если запас прочности $n_2 = \frac{P_{\tau}}{P_{\text{вн}}L_2}$ окажется недостаточным, то длину 2-й

секции определяют из расчета на внутреннее давление.

Для этого определяют допустимое внутреннее давление для труб этой секции, равное $\frac{P_{\tau}}{n_2}$, и по эпюре, построенной в соответствии с п. 1.5.3а., устанавливают

глубину L_2 верхней границы этой секции.

В таблице находят вес 2-й секции Q_2 .

д. Для определения длины 3-й секции l_3 необходимо выбрать трубы для 4-й секции, определить по таблице соответствующее им значение $P_{кр}$, а по эпюре отыскать глубину L_3 , на которой расчетное давление будет равно найденному значению $l_3=L_2-L_3$.

Производят расчет 3-й секции на внутреннее давление аналогично п. 1.5.4г.

По таблице находят вес 3-й секции Q_3 .

е. Аналогично подбирают последующие секции колонны. При этом одновременно определяют общий вес всех уже подобранных секций Q и каждый раз проверяют условие

$$Q \leq [P],$$

где $[P]$ – допустимая осевая нагрузка для труб последней секции, МН.

Для труб с резьбой трапецеидального профиля (п.1.6.4) значения допустимой нагрузки $[P]$ приведены в таблице 7.

ж. Если растягивающие напряжения в трубе превышают $0,5\sigma_T$, то производят проверочный расчет на наружное давление, причем коэффициент запаса n_1 должен быть увеличен по сравнению с номинальным на 10%.

з. Если Q окажется близким к $[P]$, длину l_i последней секции, для которой толщина стенки подобрана на внешнее или внутреннее давление, определяют из расчета на растяжение по формуле:

$$l_i = \frac{([P]-Q)}{q_i}, \quad (1.34)$$

где q_i – вес 1 м труб i -й секции, МН.

и. Секция l_i разграничивает обе части колонны, поэтому последующие секции подбирают расчетом на растяжение из более прочных труб, для которых значение $[P]$ определяют по таблице, а затем по формуле (1.34) вычисляют допустимую длину секции. Таким способом для верхней части колонны секции подбирают до тех пор, пока общая длина всех подобранных секций не окажется равной глубине скважины или не превысит ее. Подбираемые секции верхней части одновременно проверяют на избыточное внутреннее давление аналогично п.1.5.4г., а при необходимости – и на наружное давление.

1.5.5. При расчете обсадной колонны на наружное давление в интервале эксплуатационного объекта большой мощности, выбрав запас прочности n_1 , определяют произведение $n_1 P_{ннL}$ и в соответствии с таблицей подбирают трубы для 1-й секции, для которых $P_{кр} \geq n_1 P_{ннL}$.

Чтобы определить длину 1-й секции, необходимо выбрать трубы для 2-й секции (по самому близкому из меньших значений $P_{кр}$), на эпюре найти глубину L_1 , на которой $P_{ннL_1} = \frac{P_{кр}}{n_1}$. L_1 будет верхней границей 1-й секции, тогда $l_1=L-L_1$.

Аналогично подбирают трубы для последующих секций, пока не перекроют весь интервал эксплуатационного объекта.

Последнюю в этом интервале секцию устанавливают до верхней границы эксплуатационного объекта, а подбор труб для последующих секций производят при $n_1 = 1,0$ в соответствии с п. 1.5.4.

1.5.6. Подбор труб для секций обсадных колонн по избыточным внутренним давлением для составной крепи и случая испытания на герметичность с

установкой пакера позволит использовать трубы меньшей прочности. В этом случае расчет производят в такой последовательности:

- Если при расчете колонны с составной крепью запас прочности n_1 подобранной секции окажется недостаточным ($\frac{P_T}{P_{виз}} < n_2$), то по формуле (1.27)

определяют величину $P_{виз}$ для верхней трубы подобранной секции и проверяют соблюдение условия $n_2 \geq \frac{P_T}{P_{виз}}$. Если это условие не соблюдено, выбирают более прочные трубы.

Дальнейший расчет аналогичен п.1.5.4.

При расчете обсадных колонн Российской изготовлении рекомендуются трубы следующей овальности:

Диаметр труб, мм	≤ 219	245-324	> 324
Овальность труб...	0,01	0,015	0,02

Рекомендуемые величины коэффициентов запаса прочности при расчете:

а) на наружное избыточное давление – $n_{кр}$: 1,0 – 1,3 для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта, в зависимости от устойчивости коллектора: 1,0 – для остальных секций. Эти значения $n_{кр}$ увеличивают на 10% для интервалов, в которых осевые растягивающие напряжения в колонне превышают $0,5\sigma_T$;

б) на внутреннее избыточное давление – n_v : 1,15 – для труб диаметром 114 – 219 мм; 1,52 – свыше 219 мм;

в) на растяжение (страгивание) – $n_{стр}$ (табл. 2)

Таблица 2.

Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	Коэффициент запаса прочности $n_{стр}$ для скважин	
		вертикальных	наклонно – направленных
		114 – 168	<3000 >3000
178 – 245	<1500 >1500	1,30 1,45	1,45 1,45
273 – 324	<1500 >1500	1,45 1,6	1,6 1,6
Больше 324	<1500 >1500	1,6 1,75	1,75 1,75

Расчет колонн для импортных обсадных труб (по стандарту АНИ) производят при следующих запасах прочности:

На избыточное давление:

- наружное	1,125
- внутреннее	1,1
- на растягивающую нагрузку	1,75

1.6. Пример расчета эксплуатационной обсадной колонны диаметром 177,8 мм для нефтяной скважины.

Расчет производим при следующих исходных данных:

Глубина, м: $L = 3800$ м, $H = 800$ м, $h = 1500$ м

Плотность, г/см³: $\rho_{ц.р.} = 1,90$; $\rho_{б.р.} = 1,48$; $\rho_{о.ж.} = 1,02$, $\rho_{в} = 0,85$

Пластовое давление $P_{плL} = \Delta P_{пл} L = 0,0139 \cdot 3800 = 52,8$ мПа

- $\Delta P_{пл}$ – градиент пластовых давлений, мПа/м

- коэффициент разгрузки $K = 0,25$

Эксплуатационный объект находится в интервале глубины 3500 – 3800 м, для которого запас прочности n_1 принят равным 1,15.

А. Построение эпюр внутренних давлений.

Определяем внутреннее давление:

а) в период ввода скважины в эксплуатацию по формуле (1.1)

при $Z = 0$

$$P_{вz} = P_y = P_{плL} - 0,01 \rho_{в} (L - Z) = 52,8 - 0,01 \cdot 0,85 (3800 - 0) = 52,8 - 32,3 = 20,5 \text{ мПа.}$$

При $Z = L = 3800$ м

$$P_{вz} = P_{плL} - 0,01 \rho_{в} (L - L) = P_{плL} = 52,8 \text{ мПа}$$

Строим эпюру давлений АВ (рис.2)

б) при окончании эксплуатации – по формуле (1.2)

$$P_{вz} = 0 \quad \text{при } 0 \leq Z \leq H$$

$$P_{вz} = 0,01 \rho_{в} (Z - H) \quad \text{при } H \leq Z \leq L$$

при $Z = H$

$$P_{вz} = 0,01 \rho_{в} (H - H) = 0$$

при $Z = L$

$$P_{вz} = 0,01 \rho_{в} (L - H) = 0,01 \cdot 0,85 (3800 - 800) = 25,5 \text{ мПа}$$

Строим эпюру давлений СД (рис. 2)

Б. Построение эпюр наружных давлений

Определяем наружное давление:

а) в период ввода скважины в эксплуатацию – по формуле (1.8) для незацементированной зоны

$$P_{нз} = 0,01 \rho_{б.р.} Z \quad 0 \leq Z \leq h$$

$$\text{при } Z = 0 \quad P_{нз} = 0$$

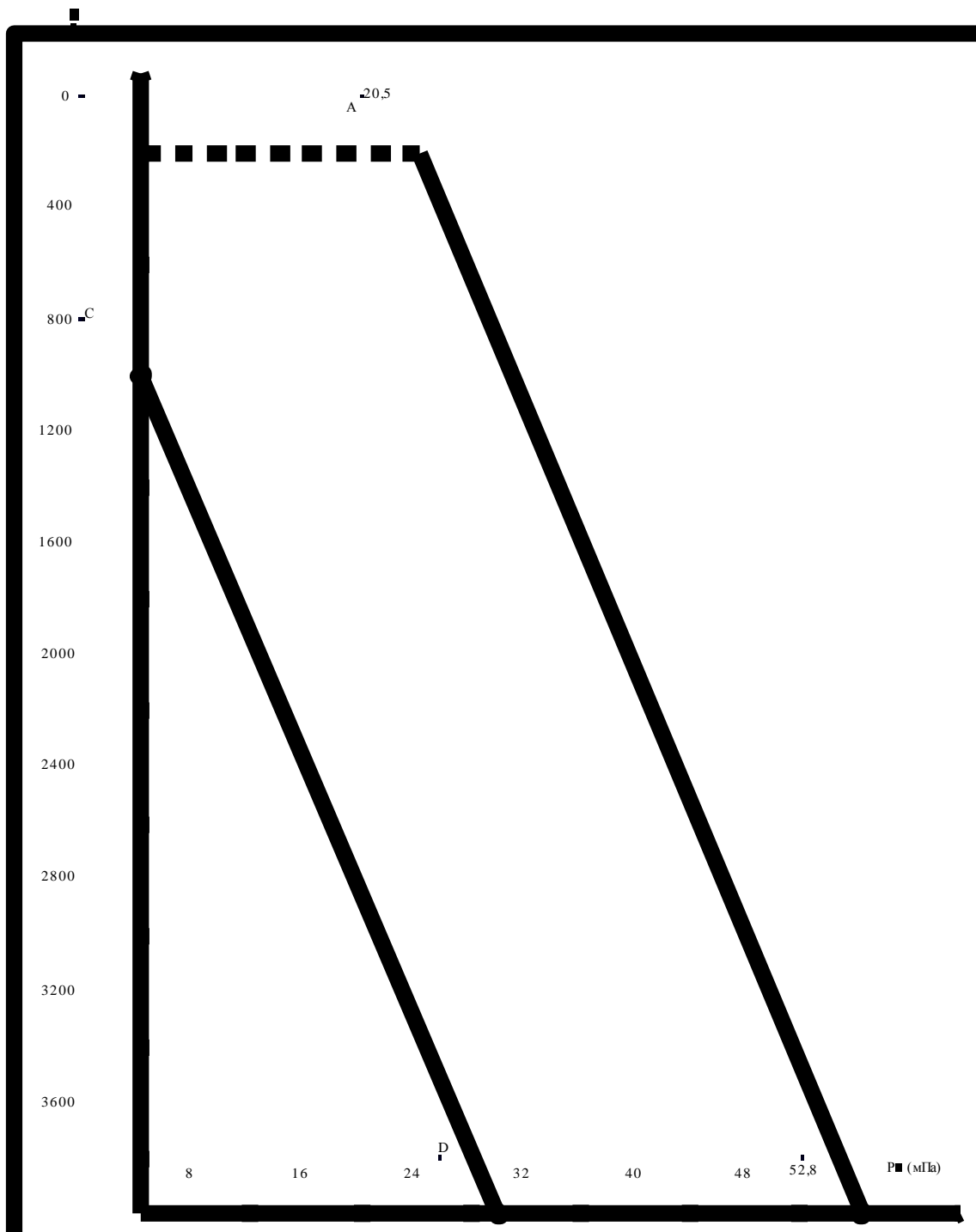


Рисунок 2. Эпюра внутренних давлений.

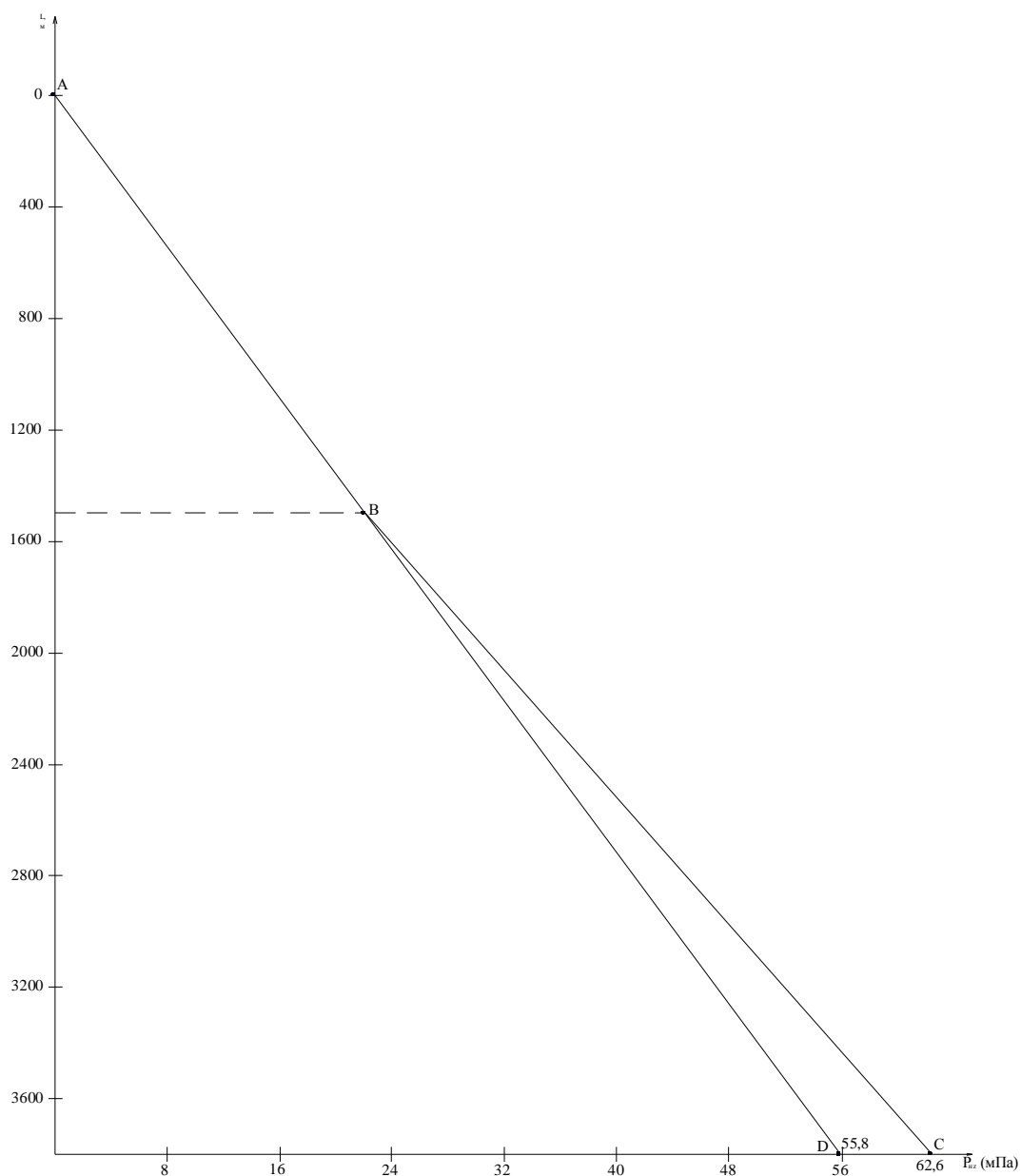


Рисунок 3. Эпюра наружных давлений.

при $Z = h$ $P_{HZ} = 0,01 \cdot 1,48 \cdot 1500 = 22,2$ мПа

по формуле (1.9) для зацементированной зоны

при $Z = L$

$P_{HZL} = 0,01 [\rho_{б.р.} h + \rho_{ц.р.} (L - h)](1 - \kappa) + \kappa P_{вzL} = 0,01 [1,48 \cdot 1500 + 1,90(3800 - 1500)] \times$
 $\times (1 - 0,25) + 0,25 \cdot 52,8 = 0,01 [2220 + 4370] \cdot 0,75 + 13,2 = 62,6$ мПа

Строим эпюру ABC (рис.3)

б) при окончании эксплуатации – по формулам (1.8) для незацементированной зоны:

при $Z = 0$ $P_{HZ} = 0$

при $Z = h = 1500$ м $P_{HZ} = 0,01 \cdot 1,48 \cdot 1500 = 22,2$ мПа

для зацементированной зоны (1.9), при $Z = L$

$P_{HZ} = 0,01 [1,48 \cdot 1500 + 1,90(3800 - 1500)] (1 - 0,25) + 0,25 \cdot 25,5 = 55,8$ мПа.

По полученным значениям строим эпюру ABD (рис.4.)

В. Построение эпюры избыточных наружных давлений (на стадии окончания эксплуатации)

Расчет производим по формулам раздела 1.3.

Избыточное наружное давление определяем по формулам (1.15), (1.16) и (1.17) для незацементированной зоны:

$$\text{при } Z = 0 \quad P_{н.и.z} = 0$$

$$\text{при } Z = H = 800 \text{ м}$$

$$P_{н.и.z} = 0,01 \cdot 1,48 \cdot 800 = 11,84 \text{ мПа}$$

$$\text{при } Z = h = 1500 \text{ м}$$

$$P_{н.и.z} = \{0,01 \cdot [1,48 \cdot 1500 - 0,85(1500 - 800)]\} = 16,25 \text{ мПа}$$

Для зацементированной зоны, избыточное наружное давление определяем по формуле (1.23)

$$\text{при } Z = L = 3800 \text{ м}$$

$$P_{н.и.z} = \{0,01 \cdot [(1,90 - 0,85) \cdot 3800 - (1,90 - 1,48) \cdot 1500 + 0,85 \cdot 800](1 - 0,25)\} = 30,3 \text{ мПа}$$

Строим эпюру ABCD (рис.5.)

Г. Построение эпюр избыточных внутренних давлений (испытание обсадной колонны на герметичность в один прием без пакера)

Давление на устье $P_y = 20,5$ мПа (при вводе скважины в эксплуатацию)

Избыточное внутреннее давление определяем по формулам (1.29), (1.30) для незацементированной зоны:

$$\text{при } Z = 0 \quad P_{в.и.z} = 1,1P_y = 1,1 \cdot 20,5 = 22,55 \text{ мПа}$$

$$\text{при } Z = h = 1500 \text{ м} \quad P_{в.и.z} = [1,1 \cdot 20,5 - 0,01(1,48 - 1,02) \cdot 1500] = 15,65 \text{ мПа}$$

Для зацементированной зоны, внутренних избыточных давлений определяем по формуле (1.32)

$$\text{при } Z = L = 3800 \text{ м}$$

$$P_{в.и.z} = \{1,1 \cdot 20,5 - 0,01 \cdot [(1,90 - 1,02) \cdot 3800 - (1,90 - 1,48) \cdot 1500]\}(1 - 0,25) = - 3,45 \text{ мПа}$$

Строим эпюру ABC (рис. 6)

Д. Расчет эксплуатационной колонны

Расчет избыточных наружных давлений производим для периода окончания эксплуатации, а внутренних – для процесса испытания колонны на герметичность.

Величины этих давлений определены в п.1.6.

В эпюре ABCD (рис.5) и эпюре ABC (рис.6) $P_{ннL} = 30,3$ мПа

$$n_1 P_{ннL} = (1,125 \cdot 30,3) \text{ мПа} = 34,09 \text{ мПа}$$

По таблице 3 находим, что этому давлению соответствуют трубы марки N – 80 с толщиной стенки 9,19 мм, для которых $P_{кр} = 37,2$ мПа.

Для 2-й секции выбираем трубы марки N-80 с $\delta = 8,05$ мм, для которых $P_{кр} = 26,4$ мПа. Эти трубы могут быть установлены на глубине L_1 с давлением

$$P_{н.и.z} = (26,4 / 1,125) = 23,5$$

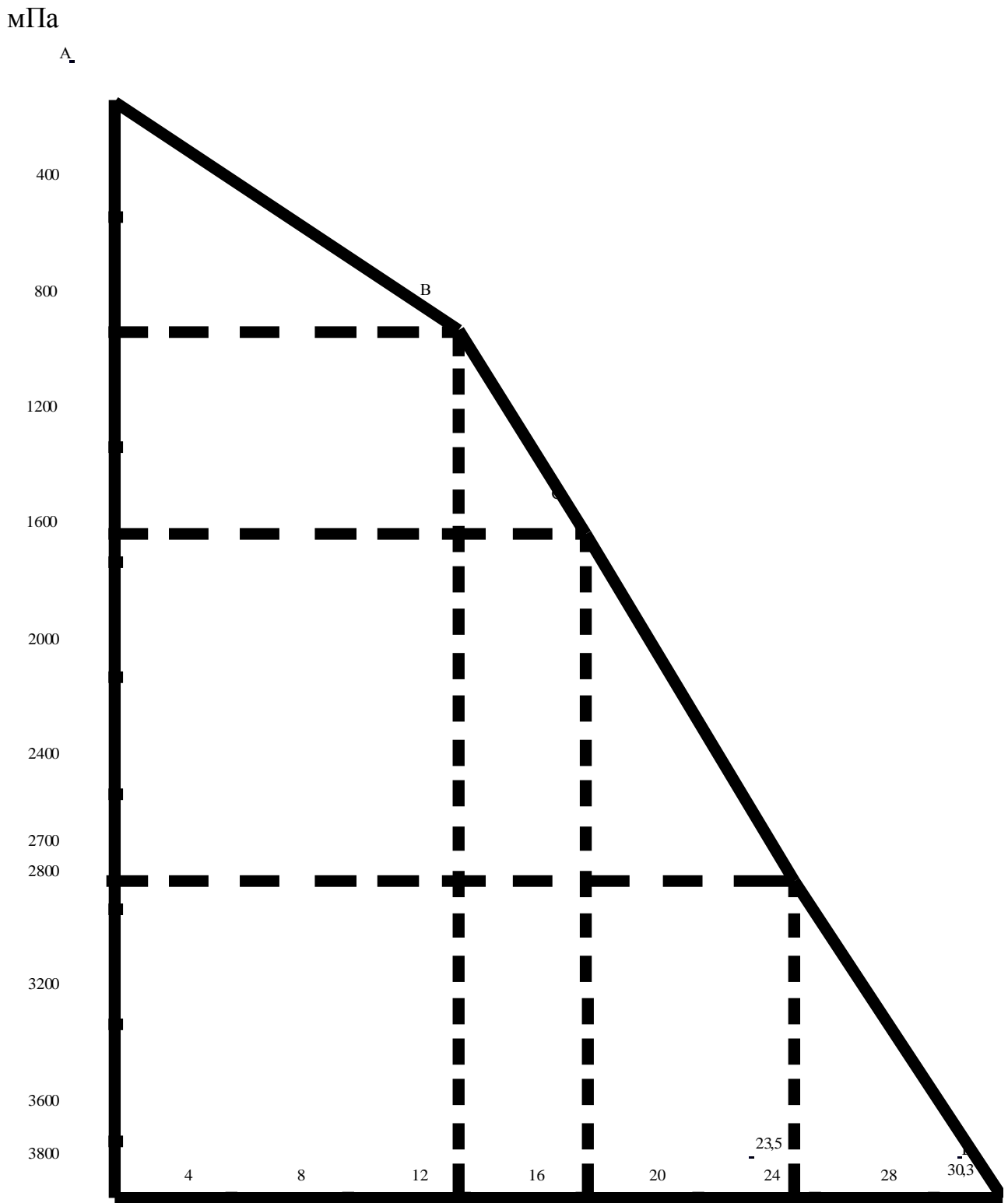


Рисунок 5. Эпюра наружных избыточных давлений.

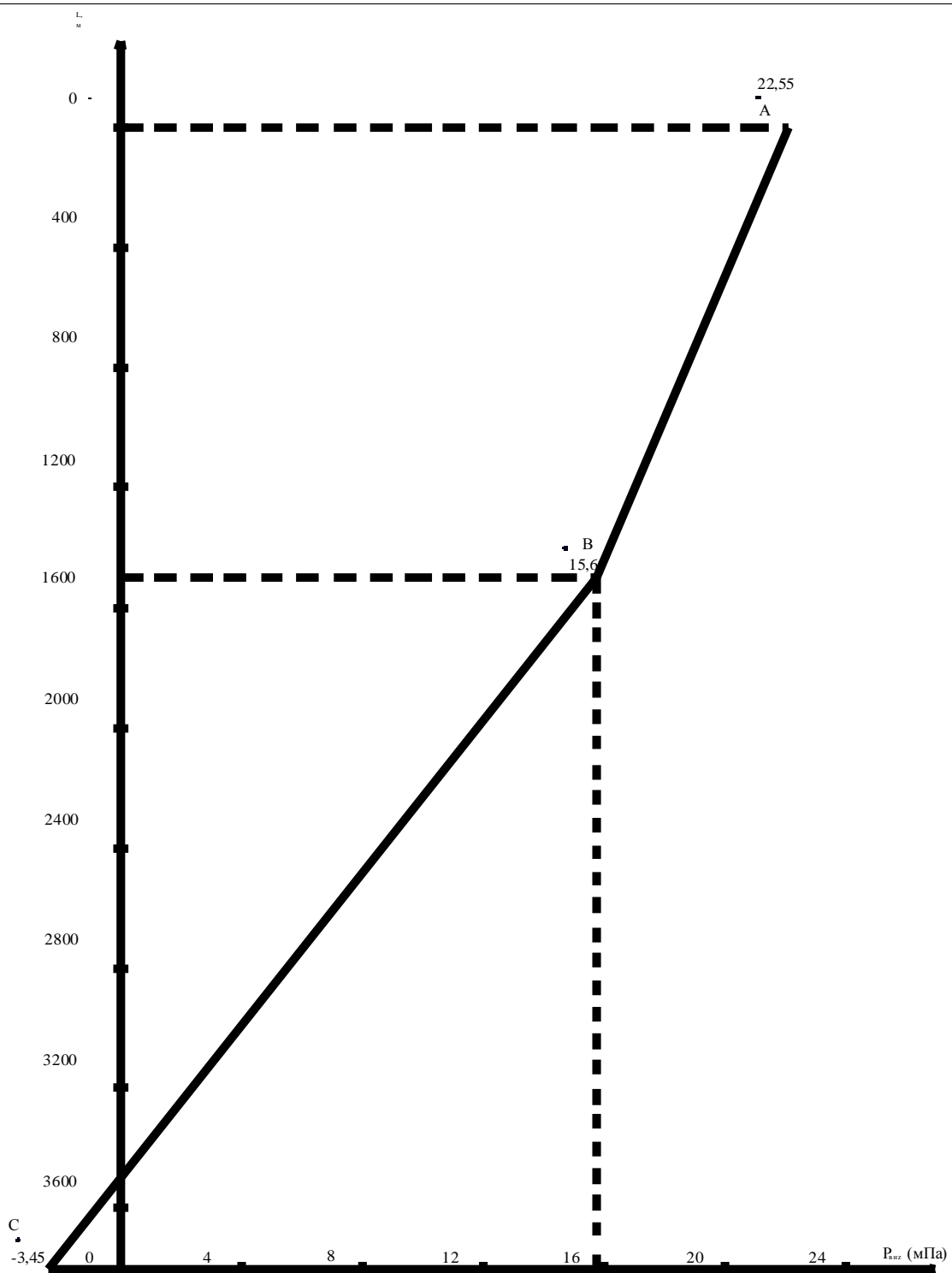


Рисунок 6. Эпюра внутренних избыточных давлений.

По эпюре (рис.5) это давление имеет место на глубине $l_1 = 2700$ м. длина 1-й секции $L_1 = L - l_1 = (3800 - 2700)$ м = 1100 м.

По таблице 5 находим, что вес 1 пог.метра $q_{9,19} = 0,375$ кН. Тогда вес 1-й секции $Q_1 = q_{9,19} L_1 = 0,375 \cdot 1100 = 412,5$ кН (41250 кг)

Определяем длину 2-й секции, берем за основу расчет на растяжение. Для этих труб страгивающая нагрузка $P_{ст} = 2618$ кН (261800 кг) (табл. 7) и $q_{8,05} = 0,331$ кН (табл.5). по формуле (1.34) получаем

$$L_2 = \{[(261800/1,75 - 41250): 33.1\} \text{ м} = 3273 \text{ м.}$$

Длину 2-й секции принимаем

$$L_2 = L - L_1 = 3800 - 1100 = 2700 \text{ м}$$

Вес 2-й секции

$$Q_2 = q_{8,05} L_2 = 0,331 \cdot 2700 = 893,7 \text{ кН}$$

Вес двух секций

$$Q = Q_1 + Q_2 = 412,5 + 893,7 = 1306,2 \text{ кН.}$$

Осевая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает $0,5\sigma_T$, составляет 2363 кН (табл.5)

Расчетное сечение трубы находится от устья на расстоянии

$$l_0 = L - L_1 - \frac{2363 - Q_1}{q_{8,05}}$$

$$l_0 = 3800 - 1100 - \frac{2363 - 412,5}{0,331} = -3192 \text{ м}$$

Поскольку получается отрицательное значение, это означает о том, что коэффициент запаса прочности на критическое давление $n_{кр} \gg 1,125$.

Расчет на внутреннее давление для первой секции не производим, так как внутреннее избыточное давление в них отсутствует (рис.6)

Определяем внутреннее давление для труб 2-й секции, имеющих наименьшую толщину стенки $\delta = 8,05$ мм.

По эпюре (рис.6) на устье скважины внутреннее избыточное давление составляет: $P_{в.и.з} = 22,55$ мПа

По таблице 4 определяем, что для труб $\varnothing 177,8$ мм с толщиной стенки $\delta = 8,05$ мм $P_{в.д.(8,05 \text{ N})} = 43,7$ мПа. Рассчитываем коэффициент запаса прочности:

$$n_2 = 43,7/22,55 = 1,94 \gg 1,1$$

Коэффициент запаса прочности на растяжение определяют по формуле:

$$n_3 = \frac{P_{стр(8,05N)}}{Q_1 + Q_2}$$

$P_{стр(8,05N)} = 2,618$ мН (2618 кН)

$$n_3 = \frac{2618}{412,5 + 893,7} = \frac{2618}{1306,2} = 2,0 > 1,75 \text{ что достаточно.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу.

Номер секции снизу/вверх	Толщина стенки δ , мм	Интервал спуска труб, м	Длина секции, м	Группа прочности стали	Тип соединения	Вес 1 пог. мерта трубы, кН	Вес секции, мН.
1	9,19	2700-3800	1100	N – 80	Батресс	0,375	0,4125
2	8,05	0-2700	2700	N – 80	Батресс	0,331	0,8937
Всего		0-3800	3800				1,141

ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИМПОРТНЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ (ПО СТАНДАРТАМ АНИ)

Таблица 3.

внешний диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Марки стали							
		H-40	J-55 K-55	C-75	N-80	C-90*	C-95	P-110	V-150*
114,3 (4 ½)	5,21	19,1	22,8	-	-	-	-	-	-
	5,69	-	27,6	-	-	-	-	-	-
	6,35	-	34,2	42,2	43,7	46,8	48,3	52,1	-
	7,37	-	-	56,3	58,8	64,0	66,5	73,5	-
	8,56	-	-	-	-	84,1	-	98,7	124,8
127,0 (5)	5,59	-	21,1	-	-	-	-	-	-
	6,43	-	28,5	-	-	-	-	-	-
	7,52	-	38,2	48,0	50,0	53,9	55,8	60,9	70,7
	9,19	-	-	68,9	72,2	79,3	82,7	92,7	116,2
	10,72	-	-	-	-	95,88	-	-	157,5
	11,10	-	-	-	-	98,8	-	-	164,8
	12,70	-	-	-	-	-	-	-	186,1
139,7 (5 ½)	6,20	18,1	21,5	-	-	-	-	-	-
	6,98	-	27,8	-	-	-	-	-	-
	7,72	-	33,8	41,9	43,2	46,3	47,7	51,4	57,2
	9,17	-	-	58,1	60,9	66,3	68,9	76,44	92,9
	10,54	-	-	72,1	77,0	85,2	89,0	100,1	126,8
168,3 (6 ⅝)	7,32	17,4	20,5	-	-	-	-	-	-
	8,94	-	31,5	38,4	39,7	42,2	43,3	46,3	-
	10,59	-	-	53,9	56,3	61,1	63,4	69,9	-
	12,06	-	-	67,7	71,2	78,0	81,4	91,0	-
177,8 (7)	5,87	10,0	-	-	-	-	-	-	-
	6,91	13,6	15,7	-	-	-	-	-	-
	8,05	-	22,5	26,0	26,4	27,7	28,6	-	-
	9,19	-	29,8	36,2	37,2	39,4	40,5	42,8	-
	10,36	-	-	46,6	48,4	52,1	53,9	58,6	68,4
	11,51	-	-	56,8	59,3	64,4	67,1	74,1	89,7
	12,65	-	-	67,0	70,2	76,9	80,2	89,7	111,9
	13,72	-	-	73,6	78,5	88,2	92,4	104,1	132,6
193,7 (7 ⅝)	7,62	14,0	-	-	-	-	-	-	-
	8,33	-	19,9	22,6	23,4	24,8	25,6	-	-
	9,52	-	-	32,2	33,0	34,5	35,3	36,8	-
	10,92	-	-	43,5	45,2	48,5	50,0	54,1	61,1
	12,70	-	-	58,1	60,7	66,1	68,8	76,3	92,7
	15,11	-	-	-	-	94,1	-	-	35,7
219,1 (8 ⅝)	6,71	-	9,4	-	-	-	-	-	-
	7,72	11,3	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	15,2	17,4	-	-	-	-	-	-
	10,16	-	23,8	27,7	28,2	29,2	30,1	-	-
	11,43	-	-	36,9	38,0	40,3	41,5	44,0	-
	12,70	-	-	46,1	47,9	51,5	53,2	57,9	66,5
	14,15	-	-	56,5	59,0	64,2	66,8	73,9	89,2

244,5 (9 ⁵ / ₈)	7,92	9,6	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	12,0	13,9	-	-	-	-	-	-
	10,03	-	17,7	20,5	21,3	22,4	22,9	-	-
	11,05	-	-	25,9	26,3	27,5	28,4	30,5	-
	11,99	-	-	31,9	32,7	34,3	35,0	36,6	-
	13,84	-	-	44,0	45,6	48,9	50,5	54,7	61,9
	15,11**	-	-	-	-	58,9	-	-	79,7
	15,88**	-	-	-	-	64,9	-	-	90,5
	19,05**	-	-	-	-	-	-	-	135,4
273,0 (10 ³ / ₄)	7,09	6,1	-	-	-	-	-	-	-
	8,89	9,8	10,9	-	-	-	-	-	-
	10,16	-	14,4	-	-	-	-	-	-
	11,43	-	18,6	21,4	22,2	23,4	24,0	25,3	-
	12,57	-	-	27,2	27,2	28,7	29,6	31,9	-
	13,84	-	-	-	-	37,5	-	40,4	-
	15,11	-	-	-	-	46,5	-	51,7	57,4
	16,51**	-	-	-	-	56,3	-	63,9	75,1
	17,78**	-	-	-	-	-	-	-	-
19,05**	-	-	-	-	-	-	-	-	
298,4 (11 ³ / ₄)	8,46	7,4	-	-	-	-	-	-	-
	9,52	-	10,4	-	-	-	-	-	-
	11,05	-	14,3	-	-	-	-	-	-
	12,42	-	18,3	21,2	22,0	23,1	23,7	-	-
339,7 (13 ³ / ₈)	8,38	5,3	-	-	-	-	-	-	-
	9,65	-	7,7	-	-	-	-	-	-
	10,92	-	10,6	-	-	-	-	-	-
	12,19	-	13,4	-	-	15,9	-	-	-
	13,06	-	-	17,8	18,4	19,1	19,4	-	19,8***
	13,97**	-	-	20,6	21,4	-	-	-	-
	15,44**	-	-	26,3	26,7	-	-	-	-
	18,26**	-	-	39,4	40,7	-	-	-	-
406,4 (16)	9,52	4,6	-	-	-	-	-	-	-
	13,11	-	7,1	-	-	-	-	-	-
	12,57	-	9,7	-	-	-	-	-	-
	16,66**	-	17,6	20,5	21,3	-	-	-	-
	18,16**	-	-	-	-	-	-	-	-
473,1 (18 ⁵ / ₈)	11,05	4,3***	4,3***	-	-	-	-	-	-
508,0 (20)	11,13	3,6***	3,6***	-	-	-	-	-	-
	12,70	-	5,3***	-	-	-	-	-	-
	16,13	-	10,3	-	-	-	-	-	-

Примечание:

*- Сталы С-90, V-150 стандартом не предусмотрены

** -Толщины стенок не по стандарту.

*** - Смятие происходит вследствие превышения предела упругости.

Таблица 4.

Внутренние давления, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, мПа.

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Марки стали								
			H-40	J-55 K-55	C-75	N-80	C-90*	C-95	P-110	V-150*	
114,3 (4 ½)	5,21	103,9	22,0	30,2	-	-	-	-	-	-	-
	5,69	102,9	-	33,0	-	-	-	-	-	-	-
	6,35	101,6	-	36,9	50,2	53,6	60,2	63,7	73,7	-	-
	7,37	99,6	-	-	58,3	62,2	69,9	73,8	85,5	-	-
	8,56	97,2	-	-	-	-	81,2	-	99,4	135,5	-
127,0 (5)	5,59	115,8	-	29,2	-	-	-	-	-	-	-
	6,43	114,1	-	33,5	-	-	-	-	-	-	-
	7,52	112,0	-	39,3	53,5	57,2	64,1	67,8	78,6	107,1	-
	9,19	108,6	-	-	65,5	69,9	78,4	82,9	96,1	131,0	-
	10,72	105,6	-	-	-	-	91,6	-	-	-	-
	11,10	104,8	-	-	-	-	94,8	-	-	-	-
	12,70	101,6	-	-	-	-	108,4	-	-	-	-
139,7 (5 ½)	6,20	127,3	21,5	29,4	-	-	-	-	-	-	-
	6,98	125,7	-	33,1	-	-	-	-	-	-	-
	7,72	124,3	-	36,7	50,0	53,3	59,9	63,3	73,3	-	-
	9,17	121,4	-	-	59,3	63,3	71,2	75,2	87,2	118,7	-
	10,54	118,6	-	-	68,2	72,7	81,8	86,5	100,1	136,6	-
168,3 (6 ⅝)	7,32	153,7	21,0	28,8	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	150,4	-	35,2	48,0	51,3	57,6	60,9	70,5	-	-
	10,59	147,1	-	-	57,0	60,7	68,2	72,1	83,5	-	-
	12,06	144,2	-	-	64,9	69,2	77,7	82,2	95,1	-	-
177,8 (7)	5,87	166,1	15,9	-	-	-	-	-	-	-	-
	6,91	164,0	18,7	25,8	-	-	-	-	-	-	-
	8,05	161,7	-	30,0	41,0	43,7	49,0	51,9	-	-	-
	9,19	159,4	-	34,3	46,8	49,9	56,0	59,3	68,6	-	-
	10,36	157,1	-	-	52,7	56,3	63,2	66,8	77,4	105,5	-
	11,51	154,8	-	-	58,5	62,4	70,1	74,1	85,9	117,1	-
	12,65	152,5	-	-	64,4	68,6	77,2	81,6	94,4	128,7	-
	13,72	150,4	-	-	69,8	74,4	83,6	88,3	102,4	139,6	-
193,7 (7 ⅝)	7,62	178,5	18,9	-	-	-	-	-	-	-	-
	8,33	177,0	-	28,5	38,9	41,5	46,6	49,3	-	-	-
	9,52	174,7	-	-	44,4	47,4	53,3	56,4	65,3	-	-
	10,92	171,9	-	-	51,0	54,4	61,1	64,6	74,8	102,0	-
	12,70	168,3	-	-	59,3	63,2	71,1	75,1	90,0	118,6	-
	15,11	163,5	-	-	-	-	81,3	-	-	141,2	-
219,1 (8 ⅝)	6,71	205,7	-	20,3	-	-	-	-	-	-	-
	7,72	203,7	17,1	-	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	201,2	19,7	27,1	-	-	-	-	-	-	-
	10,16	198,8	-	30,7	42,0	44,7	50,2	53,1	-	-	-
	11,43	196,2	-	-	47,2	50,3	56,5	59,8	69,2	-	-
	12,70	193,7	-	-	52,4	56,0	62,8	66,5	76,9	104,9	-
	14,15	190,8	-	-	58,4	62,4	69,9	74,0	85,7	116,9	-

244,5 (9 5/8)	7,92	228,7	15,7	-	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	226,6	17,6	24,2	-	-	-	-	-	-	-
	10,03	224,4	-	27,2	37,2	39,6	44,4	47,1	-	-	-
	11,05	222,4	-	-	40,9	43,6	49,0	51,8	60,0	-	-
	11,99	220,5	-	-	44,4	47,4	53,1	56,2	65,1	-	-
	13,84	216,8	-	-	50,7	54,6	61,4	64,9	75,1	102,4	-
	15,11**	214,3	-	-	-	-	67,0	-	-	-	111,9
	15,88**	212,7	-	-	-	-	70,4	-	-	-	117,4
19,05**	206,4	-	-	-	-	-	-	-	-	124,5	
273,0 (10 3/4)	7,09	258,8	12,5	-	-	-	-	-	-	-	-
	8,89	255,2	15,7	21,6	-	-	-	-	-	-	-
	10,16	252,7	-	24,7	-	-	-	-	-	-	-
	11,43	250,1	-	27,7	37,8	40,4	45,3	47,9	55,6	-	-
	12,57	247,9	-	-	41,7	44,4	49,8	52,7	61,1	-	-
	13,84	245,8	-	-	-	-	54,9	-	67,2	-	-
	15,11	242,8	-	-	-	-	60,0	-	73,4	100,1	-
	16,51**	240,0	-	-	-	-	63,0	-	-	-	109,4
	17,78**	237,5	-	-	-	-	-	-	-	-	117,7
	19,05**	234,9	-	-	-	-	-	-	-	-	126,2

Таблица 5.

Растягивающие усилия, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН.

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Вес 1 м гладкой трубы, кН	Марки стали								
			H-40	J-55 K-55	C-75	N-80	C-90*	C-95	P-110	V-150*	
114,3 (4 1/2)	5,21	0,137	490	676	-	-	-	-	-	-	-
	5,69	0,149	-	735	-	-	-	-	-	-	-
	6,35	0,166	-	814	1108	1187	1330	1412	1638	-	-
	7,37	0,190	-	-	1285	1363	1520	1618	1883	-	-
	8,56	0,219	-	-	-	-	1760	-	2158	2942	-
127,0 (5)	5,59	0,164	-	814	-	-	-	-	-	-	-
	6,43	0,187	-	922	-	-	-	-	-	-	-
	7,52	0,217	-	1069	1461	1559	1740	1853	2138	2913	-
	9,19	0,262	-	-	1765	1873	2100	2226	2579	3521	-
	10,72	0,301	-	-	-	-	2420	-	-	-	-
	11,10	0,311	-	-	-	-	2500	-	-	-	-
139,7 (5 1/2)	12,70	0,351	-	-	-	-	2820	-	-	4717	-
	6,20	0,200	716	990	-	-	-	-	-	-	-
	6,98	0,224	-	1108	-	-	-	-	-	-	-
	7,72	0,246	-	1216	1657	1765	1970	2099	2432	-	-
	9,17	0,289	-	-	1942	2079	2330	2471	2854	3893	-
168,3 (6 5/8)	10,54	0,329	-	-	2216	2363	2650	2805	3246	4423	-
	7,32	0,285	1020	1402	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	0,344	-	1697	2314	2471	2770	2932	3393	-	-
	10,59	0,404	-	-	2716	2893	3250	3442	3982	-	-
12,06	0,456	-	-	3060	3266	3670	3884	4492	-	-	

177,8 (7)	5,87	0,244	873	-	-	-	-	-	-	-
	6,91	0,285	1020	1402	-	-	-	-	-	-
	8,05	0,331	-	1628	2216	2363	2650	2815	-	-
	9,19	0,375	-	1844	2520	2687	3010	3197	3697	-
	10,36	0,419	-	-	2824	3011	3380	3580	4139	5639
	11,51	0,463	-	-	3109	3315	3720	3942	4560	6258
	12,65	0,505	-	-	3393	3619	4060	4305	4982	6796
	13,72	0,544	-	-	3658	3903	4380	4639	5364	7316
193,7 (7 ⁵ / ₈)	7,62	0,343	1226	-	-	-	-	-	-	-
	8,33	0,373	-	1844	2511	2677	3000	3177	-	-
	9,52	0,424	-	-	2854	3040	3420	3609	4188	-
	10,92	0,483	-	-	3246	3462	3890	4109	4756	6512
	12,70	0,556	-	-	3736	3982	4470	4737	5482	7473
	15,11	0,652	-	-	-	-	5260	-	-	8777
219,1 (8 ⁵ / ₈)	6,71	0,344	-	1697	-	-	-	-	-	-
	7,72	0,395	1412	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	0,454	1628	2236	-	-	-	-	-	-
	10,16	0,513	-	2530	3452	3678	4130	4374	-	-
	11,43	0,574	-	-	3854	4119	4620	4884	5659	-
	12,70	0,634	-	-	4256	4541	5100	5395	6247	8522
	14,15	0,701	-	-	4717	5021	5650	5972	6914	9424
244,5 (9 ⁵ / ₈)	7,92	0,453	1628	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	0,509	1824	2511	-	-	-	-	-	-
	10,03	0,569	-	2805	3825	4080	4580	4845	-	-
	11,05	0,624	-	-	4197	4472	5020	5315	6149	-
	11,99	0,674	-	-	4531	4835	5520	5737	6649	-
	13,84	0,772	-	-	5188	5541	6220	6580	7610	10376
	15,11**	0,838	-	-	-	-	-	-	-	11258
	15,88**	0,878	-	-	-	-	-	-	-	11798
	19,05**	1,038	-	-	-	-	-	-	-	13965
273,0 (10 ³ / ₄)	7,09	0,456	1637	-	-	-	-	-	-	-
	8,89	0,568	2030	2805	-	-	-	-	-	-
	10,16	0,646	-	3187	-	-	-	-	-	-
	11,43	0,723	-	3570	4864	5188	6140	6159	7130	-
	12,57	0,792	-	-	5325	5678	6730	6747	7806	-
	13,84	0,868	-	-	-	-	7370	-	8552	-
	15,11	0,943	-	-	-	-	-	-	9297	12680
	16,51**	1,024	-	-	-	-	-	-	-	13759
	17,78**	1,097	-	-	-	-	-	-	-	14750
	19,05**	1,170	-	-	-	-	-	-	-	15721
298,4 (11 ³ / ₄)	8,46	0,593	2128	-	-	-	-	-	-	-
	9,52	0,665	-	3285	-	-	-	-	-	-
	11,05	0,768	-	3785	-	-	-	-	-	-
	12,42	0,859	-	4237	5776	6159	6910	7316	-	-
339,7 (13 ³ / ₈)	8,38	0,672	2412	-	-	-	-	-	-	-
	9,65	0,770	-	3795	-	-	-	-	-	-
	10,92	0,868	-	4286	-	-	-	-	-	-
	12,19	0,966	-	4756	-	-	7780	-	-	-
	13,06	1,031	-	-	6934	7394	8310	8787	-	14799
	13,97**	1,101	-	-	7404	7885	-	-	-	-
	15,44**	1,211	-	-	8140	8669	-	-	-	-
	18,26**	1,420	-	-	9542	10180	-	-	-	-

406,4 (16)	9,52	0,914	3276	-	-	-	-	-	-	-
	11,13	1,062	-	5247	-	-	-	-	-	-
	12,57	1,197	-	5904	-	-	-	-	-	-
	16,66**	1,570	-	7738	10562	11268	-	-	-	-
	18,16**	1,704	-	-	-	12210	-	-	-	-
473,1 (18 5/8)	11,05	1,243	4423	6090	-	-	-	-	-	-
508,0 (20)	11,13	1,337	4796	6590	-	-	-	-	-	-
	12,70	1,521	-	7502	-	-	-	-	-	-
	16,13	1,918	-	9464	-	-	-	-	-	-

Примечание:

*- Стали С-90, V-150 стандартом не предусмотрены

** -Толщины стенок не по стандарту.

*** - Смятие происходит вследствие превышения предела упругости.

Таблица 6.

Наименьшие разрушающие нагрузки для соединений муфтовых обсадных труб с короткой и длинной резьбой треугольного профиля (по стандартам АНИ), кН.

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Марки стали							
		H-40	J-55	K-55	C-75	N-80	C-90*	C-95	P-110
Короткая резьба									
114,3 (4 1/2)	5,21	343	451	500	-	-	-	-	-
	5,69	-	588	647	-	-	-	-	-
	6,35	-	686	755	-	-	-	-	-
	7,37	-	-	-	-	-	-	-	-
	8,56	-	-	-	-	-	-	-	-
127,0 (5)	5,59	-	588	657	-	-	-	-	-
	6,43	-	755	824	-	-	-	-	-
	7,52	-	922	1020	-	-	-	-	-
	9,19	-	-	-	-	-	-	-	-
139,7 (5 1/2)	6,20	579	765	843	-	-	-	-	-
	6,98	-	902	990	-	-	-	-	-
	7,72	-	1020	1118	-	-	-	-	-
	9,17	-	-	-	-	-	-	-	-
	10,54	-	-	-	-	-	-	-	-
168,3 (6 5/8)	7,32	814	1089	1187	-	-	-	-	-
	8,94	-	1393	1520	-	-	-	-	-
	10,59	-	-	-	-	-	-	-	-
	12,06	-	-	-	-	-	-	-	-
177,8 (7)	5,87	539	-	-	-	-	-	-	-
	6,91	785	1040	1128	-	-	-	-	-
	8,05	-	1265	1373	-	-	-	-	-
	9,19	-	1491	1618	-	-	-	-	-
	10,36	-	-	-	-	-	-	-	-
	11,51	-	-	-	-	-	-	-	-
	12,65	-	-	-	-	-	-	-	-
	13,72	-	-	-	-	-	-	-	-

193,7 (7 ⁵ / ₈)	7,62	941	-	-	-	-	-	-	-
	8,33	-	1402	1530	-	-	-	-	-
	9,52	-	-	-	-	-	-	-	-
	10,92	-	-	-	-	-	-	-	-
	12,70	-	-	-	-	-	-	-	-
219,1 (8 ⁵ / ₈)	6,71	-	1089	1167	-	-	-	-	-
	7,72	1040	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	1245	1657	1785	-	-	-	-	-
	10,16	-	1932	2079	-	-	-	-	-
	11,43	-	-	-	-	-	-	-	-
	12,70	-	-	-	-	-	-	-	-
	14,15	-	-	-	-	-	-	-	-
244,5 (9 ⁵ / ₈)	7,92	1128	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	1304	1755	1883	-	-	-	-	-
	10,03	-	2010	2167	-	-	-	-	-
	11,05	-	-	-	-	-	-	-	-
	11,99	-	-	-	-	-	-	-	-
	13,84	-	-	-	-	-	-	-	-
273,0 (10 ³ / ₄)	7,09	912	-	-	-	-	-	-	-
	8,89	1393	1863	2001	-	-	-	-	-
	10,96	-	2197	2354	-	-	-	-	-
	11,43	-	2511	2697	3364	3580	3580	4129	4805
	12,57	-	-	-	3746	3982	3982	4599	5355
	13,84	-	-	-	-	-	-	-	5953
	15,11	-	-	-	-	-	-	-	6551
298,4 (11 ³ / ₄)	8,46	1363	-	-	-	-	-	-	-
	9,52	-	2118	2265	-	-	-	-	-
	11,05	-	2530	2697	-	-	-	-	-
	12,42	-	2883	3089	3864	4109	4109	4747	-
339,7 (13 ³ / ₈)	8,38	1432	-	-	-	-	-	-	-
	9,65	-	2285	2432	-	-	-	-	-
	10,92	-	2648	2815	-	-	-	-	-
	12,19	-	3001	3197	-	-	-	-	-
	13,06	-	-	-	4354	4629	4629	5364	-
406,4 (16)	9,52	1952	-	-	-	-	-	-	-
	11,13	-	3158	3344	-	-	-	-	-
	12,57	-	3638	3854	-	-	-	-	-
473,1 (18 ⁵ / ₈)	11,05	2491	3354	3531	-	-	-	-	
508,0 (20)	11,13	2589	3491	3666	-	-	-	-	-
	12,70	-	4070	4276	-	-	-	-	-
	16,13	-	5306	5580	-	-	-	-	-

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Марки стали						
		J-55	K-55	C-75	N-80	C-90*	C-95	P-110
Длинная резьба								
114,3 (4 ½)	5,21	-	-	-	-	-	-	-
	5,69	-	-	-	-	-	-	-
	6,35	716	804	941	991	992	1040	1245
	7,37	-	-	1147	1206	1206	1265	1500
	8,56	-	-	-	-	-	-	1804
127,0 (5)	5,59	-	-	-	-	-	-	-
	6,43	814	892	-	-	-	-	-
	7,52	990	1098	1314	1383	1383	1451	1726
	9,19	-	-	1677	1765	1765	1854	2207
139,7 (5 ½)	6,20	-	-	-	-	-	-	-
	6,98	961	1069	-	-	-	-	-
	7,72	1098	1206	1451	1549	1584	1667	1981
	9,17	-	-	1795	1903	1948	2050	2442
	10,54	-	-	2108	2236	2286	2403	2864
168,3 (6 ⅝)	7,32	1187	1294	-	-	-	-	-
	8,94	1510	1657	2020	2138	2313	2432	2854
	10,59	-	-	2462	2609	2816	2962	3472
	12,06	-	-	2844	3011	3256	3423	4021
177,8 (7)	5,87	-	-	-	-	-	-	-
	6,91	-	-	-	-	-	-	-
	8,05	1393	1520	1854	1971	2131	2246	-
	9,19	1628	1785	2177	2314	2504	2638	3089
	10,36	-	-	2501	2658	2882	3040	3550
	11,51	-	-	2815	2991	3243	3423	3991
	12,65	-	-	3128	3324	3599	3795	4433
	13,72	-	-	3413	3619	3928	4148	4835
193,7 (7 ⅝)	7,62	-	-	-	-	-	-	-
	8,33	1540	1677	2050	2177	2366	2491	-
	9,52	-	-	2412	2560	2780	2932	3423
	10,92	-	-	2824	3001	3261	3432	4011
	12,70	-	-	3344	3550	3857	4070	4747
219,1 (8 ⅝)	6,71	-	-	-	-	-	-	-
	7,72	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	1854	2010	-	-	-	-	-
	10,16	2158	2344	2883	3060	3332	3511	-
	11,43	-	-	3305	3511	3817	4021	4698
	12,70	-	-	3707	3942	4293	4531	5276
	14,15	-	-	4178	4433	4826	5090	5943
244,5 (9 ⅝)	7,92	-	-	-	-	-	-	-
	8,94	2010	2177	-	-	-	-	-
	10,03	2314	2501	3089	3276	3576	3776	-
	11,05	-	-	3452	3668	3999	4217	4923
	11,99	-	-	3795	4031	4390	4629	5404
	13,84	-	-	4442	4727	5147	5433	6326

Примечание:

*- Сталь C-90 стандартом не предусмотрена.

Таблица 7.

**Наименьшие разрушающие нагрузки для соединений «Батресс» муфтовых обсадных труб* с резьбой трапецидального профиля, кН
(по стандартам АНИ)**

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Марки стали						
		G-55	K-55	C-75	N-80	C-90**	C-95	P-110
Короткая резьба								
114,3 (4 ½)	5,69	902	1108	-	-	-	-	-
	6,35	1000	1236	1285	1353	1370	1451	1716
	7,37	-	-	1471	1549	1570	1667	1971
	8,56	-	-	-	-	1810	-	2265
127,0 (5)	6,43	1118	1373	-	-	-	-	-
	7,52	1304	1598	1667	1765	1790	1883	2236
	9,19	-	-	2010	2128	2160	2275	2697
139,7 (5 ½)	6,98	1334	1628	-	-	-	-	-
	7,72	1461	1795	1883	1981	2020	2140	2530
	9,17	-	-	2216	2334	2380	2511	2972
	10,54	-	-	2452	2579	2579	2707	3226
168,3 (6 ⅝)	7,32	1667	2020	-	-	-	-	-
	8,94	2020	2442	2599	2736	2810	2962	3501
	10,59	-	-	3040	3207	3290	3472	4109
	12,06	-	-	3432	3629	3710	3923	4629
177,8 (7)	8,05	1922	2324	2481	2618	2680	2834	-
	9,19	2177	2638	2805	2972	3040	3217	3795
	10,36	-	-	3148	3324	3410	3599	4256
	11,51	-	-	3472	3668	3760	3972	4688
	12,65	-	-	3707	3903	3903	4099	4884
	13,72	-	-	3707	3903	3903	4099	4884
193,7 (7 ⅝)	8,33	2148	2589	2775	2932	3020	3187	-
	9,52	-	-	3158	3334	3430	3619	4276
	10,92	-	-	3589	3795	3910	4119	4864
	12,70	-	-	4138	4364	4490	4746	5600
219,1 (8 ⅝)	8,94	2579	3070	-	-	-	-	-
	10,16	2913	3472	3776	3982	4120	4344	-
	11,43	-	-	4217	4452	4610	4864	5737
	12,70	-	-	4658	4923	5090	5374	6335
	14,15	-	-	5149	5443	5630	5943	7012
244,5 (9 ⅝)	8,94	2844	3365	-	-	-	-	-
	10,03	3177	3756	4119	4354	4530	4786	-
	11,05	-	-	4521	4786	4970	5247	6178
	11,99	-	-	4884	5168	5380	5668	6679
	13,84	-	-	5600	5914	6160	6492	7649
273,0 (10 ¾)	8,89	3119	3648	-	-	-	-	-
	10,16	3540	4148	-	-	-	-	-
	11,43	3972	4648	5168	5472	5720	6031	7100
	12,57	-	-	5659	5992	6260	6600	7767
	13,84	-	-	-	-	6860	-	8463
	15,11	-	-	-	-	7450	-	9248

298,4 (11 ¾)	9,52	3589	4158	-	-	-	-	-
	11,05	4148	4805	-	-	-	-	-
	12,42	4639	5374	6061	6414	6740	7110	-
339,7 (13 3/8)	9,65	4050	4619	-	-	-	-	-
	10,92	4560	5208	-	-	-	-	-
	12,19	5080	5786	-	-	7480	-	-
	13,06	-	-	7110	7542	7980	8424	-
406,4 (16)	11,13	5345	5923	-	-	-	-	-
	12,57	6012	6678	-	-	-	-	-
473,1 (18 5/8)	11,05	5914	6355	-	-	-	-	-
508,0 (20)	11,13	6247	6580	-	-	-	-	-
	12,70	7110	7492	-	-	-	-	-
	16,13	8954	9454	-	-	-	-	-

Примечание:

*- Для муфт с нормальным наружным диаметром.

** - Стали С-90 стандартом не предусмотрена.

Таблица 8.

Наименьшие разрушающие нагрузки для соединений «Экстрем лайн» безмуфтовых обсадных труб с резьбой трапецеидального профиля (по стандартам АНИ), кН.

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Марки стали						
		J-55	K-55	C-75	N-80	C-90*	C-95	P-110
Соединение с нормальным наружным диаметром								
127,0 (5)	7,52	1461	1854	1854	1942	1942	2040	2448
	9,19	-	-	1981	2089	2089	2197	2609
139,7 (5 ½)	6,98	1510	1912	-	-	-	-	-
	7,72	1657	2099	2099	2206	2206	2324	2756
	9,17	-	-	2206	2324	2324	2442	2913
	10,54	-	-	2442	2569	2569	2697	3217
168,3 (6 5/8)	8,94	2118	2697	2687	2834	2834	2972	3540
	10,59	-	-	2883	3030	3030	3187	3785
	12,06	-	-	3187	3354	3354	3531	4197
177,8 (7)	8,05	2216	2815	2815	2962	2962	3109	-
	9,19	2256	2854	2854	3001	3001	3158	3756
	10,36	-	-	3050	3207	3207	3374	4011
	11,51	-	-	3383	3560	3560	3746	4452
	12,65	-	-	3786	3982	3982	4188	4972
	13,72	-	-	4080	4295	4295	4511	5374
193,7 (7 5/8)	8,33	2462	3119	3119	3276	3276	3442	-
	9,52	-	-	3119	3276	3276	3442	4099
	10,92	-	-	3403	3589	3589	3766	4482
	12,70	-	-	3785	3982	3982	4188	4982
219,1 (8 5/8)	8,94	3050	3874	-	-	-	-	-
	10,16	3060	3874	3874	4080	4080	4286	-
	11,43	-	-	4188	4413	4413	4639	5521
	12,70	-	-	4482	4717	4717	4952	5903
	14,15	-	-	4482	4717	4717	4952	5903

244,5 (9 5/8)	10,03	3423	4344	4344	4570	4570	4796	-
	11,05	-	-	4344	4570	4570	4796	5708
	11,99	-	-	4590	4835	4835	5080	6041
	13,84	-	-	5217	5492	5492	5776	6874
273,0 (10 3/4)	10,16	4335	5302	-	-	-	-	-
	11,43	4854	6159	6159	6482	6482	6806	8101
	12,57	-	-	6737	7100	7100	7453	8866
	13,84	-	-	-	-	-	-	8904
Соединение с уменьшенным наружным диаметром								
127,0 (5)	7,52	-	-	-	-	-	-	-
	9,19	-	-	-	-	-	-	-
139,7 (5 1/2)	6,98	1510	1912	-	-	-	-	-
	7,72	1657	2099	2099	2206	-	2324	2756
	9,17	-	-	2128	2246	-	2363	2805
	10,54	-	-	2128	2246	-	2363	2805
168,3 (6 5/8)	8,94	2118	2696	2696	2834	-	2972	3540
	10,59	-	-	2864	3021	-	3168	3776
	12,06	-	-	2864	3021	-	3168	3776
177,8 (7)	8,05	2216	2815	2815	2962	-	3019	-
	9,19	2256	2854	2854	3001	-	3158	3756
	10,36	-	-	3001	3158	-	3315	3942
	11,51	-	-	3001	3158	-	3315	3942
	12,65	-	-	3383	3560	-	3746	4452
	13,72	-	-	3383	3560	-	3746	4452
193,7 (7 5/8)	8,33	2462	3119	3119	3276	-	3442	-
	9,52	-	-	3119	3276	-	3442	4099
	10,92	-	-	3305	3491	-	3668	4354
	12,70	-	-	3305	3491	-	3668	4354
219,1 (8 5/8)	8,94	3050	3874	-	-	-	-	-
	10,16	3060	3874	3874	4080	-	4286	-
	11,43	-	-	3942	4148	-	4354	5178
	12,70	-	-	3942	4148	-	4354	5178
	14,15	-	-	3943	4148	-	4354	5178
244,5 (9 5/8)	10,03	3423	4344	4344	4570	-	4796	-
	11,05	-	-	4344	4570	-	4796	5708
	11,99	-	-	4590	4835	-	5080	6041
	13,84	-	-	4688	4933	-	5178	6169

Примечание:

*- Сталы С-90 стандартом не предусмотрена.

Таблица 9.

Теоретический вес 1 м колонны* , составленной из труб, изготавливаемых по стандарту АНИ, кН.

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Муфтовые трубы				Безмуфтовые трубы «Экстрем лайн»	
		с резьбой закругленного профиля		«Батресс»		с нормальным наружным диаметром соединения	с уменьшенным диаметром соединения
		короткой	длинной	с нормальным наружным диаметром муфт	с уменьшенным наружным диаметром муфт		
114,3 (4 ½)	5,21	0,140	-	-	-	-	-
	5,69	0,150	-	0,152	0,151	-	-
	6,35	0,170	0,170	0,170	0,167	-	-
	7,37	-	0,192	0,192	0,191	-	-
	8,56	-	0,220	0,221	0,220	-	-
127,0 (5)	5,59	0,167	-	-	-	-	-
	6,43	0,189	0,190	0,190	0,188	-	-
	7,52	0,219	0,220	0,220	0,218	0,220	-
	9,19	-	0,264	0,264	0,262	0,263	-
	11,10	-	-	-	-	-	-
140,0 (5 ½)	6,20	0,203	-	-	-	-	-
	6,98	0,226	0,226	0,228	0,226	0,226	0,226
	7,72	0,248	0,249	0,249	0,247	0,249	0,248
	9,17	-	0,291	0,291	0,289	0,290	0,289
	10,54	-	0,330	0,330	0,328	0,330	0,328
168,0 (6 ⅝)	7,32	0,289	0,290	0,291	0,285	-	-
	8,94	0,349	0,350	0,350	0,345	0,346	0,345
	10,59	-	0,408	0,409	0,403	0,404	0,403
	12,06	-	0,460	0,460	0,454	0,455	0,454
178,0 (7)	5,87	0,248	-	-	-	-	-
	6,91	0,289	-	-	-	-	-
	8,05	0,334	0,335	0,335	0,331	0,333	0,332
	9,19	0,378	0,378	0,380	0,375	0,376	0,376
	10,36	-	0,423	0,424	0,419	0,420	0,419
	11,51	-	0,466	0,466	0,462	0,463	0,462
	12,65	-	0,508	0,508	0,503	0,506	0,504
13,72	-	0,546	0,546	0,542	0,544	0,543	
194,0 (7 ⅝)	7,62	0,350	-	-	-	-	-
	8,33	0,381	0,382	0,382	0,376	0,376	0,375
	9,52	-	0,432	0,432	0,427	0,426	0,425
	10,92	-	0,489	0,490	0,484	0,482	0,482
	12,70	-	0,562	0,562	0,556	0,546	0,554
	15,11	-	-	-	-	-	-

219,0 (8 $\frac{5}{8}$)	6,71	0,335	-	-	-	-	-
	7,72	0,404	-	-	-	-	-
	8,94	0,464	0,467	0,467	0,457	0,460	0,459
	10,16	0,522	0,525	0,525	0,515	0,517	0,515
	11,43	-	0,584	0,584	0,575	0,576	0,575
	12,70	-	0,643	0,643	0,634	0,635	0,634
	14,15	-	0,710	0,710	0,700	0,701	0,699
245,0 (9 $\frac{5}{8}$)	7,92	0,464	-	-	-	-	-
	8,94	0,519	0,524	0,523	0,512	-	-
	10,03	0,579	0,582	0,582	0,571	0,574	0,572
	11,05	-	0,636	0,635	0,625	0,626	0,674
	11,99	-	0,686	0,686	0,675	0,675	0,674
	13,84	-	0,782	0,782	0,771	0,772	0,770
	15,11	-	-	-	-	-	-
	15,88	-	-	-	-	-	-
19,05	-	-	-	-	-	-	
273,0 (10 $\frac{3}{4}$)	7,09	0,469	-	-	-	-	-
	8,89	0,580	-	0,584	0,571	-	-
	10,16	0,657	-	0,660	0,648	0,655	-
	11,43	0,734	-	0,736	0,724	0,732	-
	12,57	0,801	-	0,804	0,791	0,799	-
	13,84	0,876	-	0,879	-	0,874	-
	15,11	0,947	-	0,952	-	-	-
	16,51	-	-	-	-	-	-
	17,78	-	-	-	-	-	-
19,05	-	-	-	-	-	-	
299,0 (11 $\frac{3}{4}$)	8,46	0,606	-	-	-	-	-
	9,52	0,678	-	0,682	-	-	-
	11,05	0,779	-	0,782	-	-	-
	12,42	0,869	-	0,872	-	-	-
340,0 (13 $\frac{3}{8}$)	8,38	0,686	-	-	-	-	-
	9,65	0,784	-	0,788	-	-	-
	10,92	0,881	-	0,884	-	-	-
	12,19	0,977	-	0,981	-	-	-
	13,06	1,042	-	1,045	-	-	-
	13,97	-	-	-	-	-	-
	15,44	-	-	-	-	-	-
	18,26	-	-	-	-	-	-
407,0 (16)	9,52	0,933	-	-	-	-	-
	11,13	1,079	-	1,083	-	-	-
	12,57	1,212	-	1,215	-	-	-
	16,66	-	-	-	-	-	-
	18,16	-	-	-	-	-	-
473,0 (18 $\frac{5}{8}$)	11,05	1,257	-	1,273	-	-	-
508,0 (20)	11,13	1,357	1,364	1,361	-	-	-
	12,70	1,540	1,546	1,543	-	-	-
	16,13	1,932	1,937	1,934	-	-	-

Таблица 10.

Перевод единиц системы СИ в единицы МКГСС.

Величина	Единицы				Соотношение
	СИ		Метрические		
	наименование	обозначение	наименование	Обозначение	
Масса	килограмм	кг	-	$\frac{\text{кгс} \cdot \text{с}^2}{\text{м}}$	$1 \text{ кг} = 0,102 \frac{\text{кгс} \cdot \text{с}^2}{\text{м}}$ $1 \frac{\text{кгс} \cdot \text{с}^2}{\text{м}} = 9,80665 \text{ кг}$
Сила, вес, натяжение	ньютон	Н	килограмм	кгс	$1 \text{ Н} = \frac{\text{кг} \cdot \text{м}}{\text{с}^2} = \frac{1}{9,80665} \text{ кгс} = 0,102 \text{ кгс}$ $1 \text{ кгс} = 9,80665 \text{ Н}$
Плотность	килограмм на кубический метр	кг/м ³	-	$\frac{\text{кгс} \cdot \text{с}^2}{\text{м}^4}$	$1 \text{ кг/м}^3 = 0,102 \frac{\text{кгс} \cdot \text{с}^2}{\text{м}^4}$ $1 \frac{\text{кгс} \cdot \text{с}^2}{\text{м}^4} = 9,80665 \text{ кг/м}^3$
Вес единицы длины трубы	ньютон на метр	Н/м	килограмм на метр	кгс/м	$1 \text{ Н/м} = 0,102 \text{ кгс/м}$ $1 \text{ кгс/м} = 9,80665 \text{ Н/м}$
Удельный вес	ньютон на кубический метр	Н/м ³	килограмм на кубический метр	кгс/м ³	$1 \text{ Н/м}^3 = 0,102 \text{ кгс/м}^3$ $1 \text{ кгс/м}^3 = 9,80665 \text{ Н/м}^3$
Давление, напряжение	паскаль	Па	килограмм на квадратный метр	кгс/м ²	$1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2 = 1,02 \cdot 10^{-5} \text{ кгс/см}^2 = 1,02 \cdot 10^{-1} \text{ кгс/см}^2$ $1 \text{ мПа} = 10^6 \text{ Па} = 1,02 \cdot 10 \text{ кгс/см}^2 = 1,02 \cdot 10^5 \text{ кгс/м}^2$ $1 \text{ кгс/см}^2 = 9,80665 \cdot 10^{-2} \text{ мПа}$ $1 \text{ кгс/м}^2 = 9,80665 \text{ Па} = 9,80665 \cdot 10^{-6} \text{ мПа}$
Момент силы	ньютон – метр	Н·м	Килограммо – метр	кгс·м	$1 \text{ Н} \cdot \text{м} = 0,102 \text{ кгс} \cdot \text{м}$ $1 \text{ кгс} \cdot \text{м} = 9,81 \text{ Н} \cdot \text{м}$

Пішімі 60x84 1/12
Көлемі 35 бет 3 шартты баспа табағы
Таралымы 20 дана.
Ш.Есенов атындағы КМТЖИУ
Редакциялық - баспа бөлімінде басылды.
Ақтау қаласы, 32 ш/а.