

ВНИИТ  нефть

РД 39-0147014-502-85

Инструкция
по расчету
БУРИЛЬНЫХ
КОЛОНН

КУЙБЫШЕВ ● 1986

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Всесоюзный научно-исследовательский институт
разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб
(ВНИИНефть)

ИНСТРУКЦИЯ
ПО РАСЧЕТУ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН
РД 39-0147014-502-85

Куйбышев 1986

Руководящий документ подготовлен сектором надежности и расчетов на прочность Всесоюзного научно-исследовательского института разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб.

Составители: Ю.Г.Апанович, В.М.Валов, В.П.Ивановский, В.Ф.Кузнецов, Ю.С.Рошняной, Г.М.Саркисов, А.Е.Сароян.

В подготовке материалов принимали участие: А.В.Андриянов, Н.В.Блажнова, Г.Г.Горбунова, Н.С.Коврова.

Согласован:

с начальником Технического управления Миннефтепрома Г.И.Григоряченко 19.12.85

с начальником Управления по развитию техники, технологии и организации бурения А.В.Перовым 19.12.85

с заместителем директора Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники В.И.Липатовым 19.12.85

Утвержден первым заместителем министра нефтяной промышленности В.Д.Филановским 20.12.85.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб, 1986.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО РАСЧЕТУ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНИИ РД 39-0147014-502-85

Взамен РД 39-2-4П-80

Срок введения установлен с 01.04.1986 г.
Срок действия до 01.04.1989 г.

Инструкция по расчету бурильных колоний содержит расчетные схемы, методы определения основных расчетных нагрузок и напряжений, условия и нормы прочности для бурильных колоний при бурении с использованием забойных двигателей и роторным способом вертикальных и наклонно направленных скважин в обычных и осложненных условиях, на суше и на море, со стационарных оснований и с плавучих средств стальных, в том числе импортных, и алюминиевыми бурильными трубами.

Дана ориентированная на применение ЭВМ методика проекторочного расчета оптимальных конструкций бурильных колоний для проводки скважин, основными свойствами которых является минимальная масса комплекта, максимальное использование труб низких групп прочности и необходимость минимальной замены труб при переходе от одной технологической операции к другой.

Приведена методика проверочного расчета бурильной колонии. Даны примеры расчета. Приводятся справочный материал по геометрическим, массовым (весовым) и прочностным характеристикам всех видов бурильных труб.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящая инструкция предназначена для выполнения проекторочного и проверочного расчетов бурильных колоний как для всего цикла строительства скважины, так и для отдельных технологических операций, выполняемых с использованием бурильных труб.

1.2. Инструкция обеспечивает проведение расчетов в следующей области исходных данных:

Скважины - нефтяные, газовые, геологоразведочные.

Месторождения - на суше и в прибрежном шельфе (бурение произ-

ведется стационарными и плавающими буровыми установками).

Профиль скважины - вертикальный, наклонно направленный.

Технологические операции - бурение, отбор керна, расширение, проработка, калибровка ствола скважины, спуск частей обсадных колонн на буровых трубах, разбуривание цементных мостов (в том числе внутри эксплуатационной колонны).

Способы бурения - роторный, с использованием забойных двигателей (в том числе электробуров), совмещенный.

Буровые трубы - стальные, в том числе импортные, и алюминиевые.

1.3. В инструкции не рассматриваются особенности расчета, обусловленные возможным контактом буровых труб с высокоагрессивной, в том числе сероводородсодержащей, средой, а также особенности, связанные с воздействием на трубы высоких температур (свыше 100°C для алюминиевых и 200°C для стальных труб).

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

2.1. Конструкция скважины.

2.2. Профиль наклонно направленной скважины.

2.3. Интервалы проводки скважины. Для каждого из них приводятся следующие данные:

- виды технологических операций, выполняемых с использованием буровых труб;
- способ бурения;
- диаметр долота;
- нагрузка на долото;
- тип, размеры и масса (вес) забойного двигателя;
- частота вращения буровой колонны;
- плотность (удельный вес) бурового раствора;
- давление бурового раствора;
- наружное давление;
- перепад давления в турбобуре и долоте;
- интервалы установки и массы (веса) частей обсадных колонн, спускаемых на буровых трубах;
- крепость разбуриваемых пород;
- коэффициенты трения колонны о стенки скважины (для наклонно направленных скважин);
- условия бурения и возможные виды осложнений.

2.4. Дополнительно для скважин, бурение которых производят с плавучих средств, приводятся следующие данные:

- глубина акватории;
- наибольшее смещение судна относительно оси скважины в горизонтальной плоскости;
- наибольший угол поворота (наклона) судна относительно оси скважины;
- давление волн и течения на бурильную колонну.

2.5. Типоразмер клинового захвата.

2.6. Парк бурильных труб и УБТ - номенклатура и количество труб (с указанием типоразмеров замковых соединений), из которых можно формировать бурильные колонны.

3. РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ, ФОРМУЛЫ, СООТНОШЕНИЯ

Схематизация бурильной колонны

3.1. Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки нижней части бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ).

3.2. КНБК включает в себя в общем случае долото, забойный двигатель, элементы формирования ствола вертикальной скважины (калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, короткие утяжеленные трубы - маховики) или элементы, обеспечивающие бурение наклонно направленной скважины заданного профиля (кроме перечисленных выше - отклоняющие устройства), секции утяжеленных бурильных труб (УБТ), основное назначение которых заключается в создании осевой нагрузки на долото.

3.3. КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), идентичных по номинальным характеристикам [типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замкового соединения].

3.4. Последовательно расположенные секции бурильных труб одного наружного диаметра образуют ступени бурильной колонны. Согласно настоящей инструкции диаметры и длины ступеней бурильной колонны определяются исходя из двух условий: достижение оптимальных гидравлических соотношений труб в скважине и обеспечение прочности БК.

3.5. В общем случае в произвольном поперечном сечении колонны бурильных труб действуют растягивающая Q_p (сжимающая Q_c) нагрузка, крутящий M_k и изгибающий M_n (вследствие потери устойчивости

или кривизны скважины) моменты, внутреннее P_B и наружное P_H давления бурового раствора.

Способы определения указанных нагрузок и вызываемых ими напряжений приведены ниже. Необходимые для расчета геометрические, прочностные и массовые (весовые) характеристики отечественных и некоторых зарубежных (по стандартам АНИ) типов бурильных труб, замковых соединений и УБТ, а также механические свойства материалов приведены в приложениях I - I9. Все характеристики импортных труб взяты, за исключением специально оговоренных случаев, из стандартов АНИ.

Осевое нагружение колонны

3.6. В вертикальной скважине растягивающую нагрузку Q_p , Н (кгс), в верхнем поперечном сечении m -й секции бурильной колонны и соответствующие ей нормальные напряжения растяжения σ_p , МПа (кгс/мм²), для момента отрыва долота от забоя (наибольшие значения) определяют из выражений

$$Q_p = K \left(\sum_{i=1}^m Q_{bi} + Q_{KH} \right) + \Delta P F_K ; \quad (1)$$

$$\sigma_p = Q_p / F ; \quad (2)$$

$$Q_{bi} = q_i l_i (1 - \gamma_{жс} / \gamma_i) ; \quad (3)$$

$$Q_{KH} = (Q_{зд} + Q_D + Q_{\Sigma}) (1 - \gamma_{жс} / \gamma_D) , \quad (4)$$

где K - коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сил сопротивления движению бурового раствора и сил инерции. Устанавливается по данным замеров в конкретных условиях бурения. При проекторочных расчетах ориентировочно можно принимать $K = 1, 15$;

m - порядковый номер (снизу от УБТ) рассчитываемой секции КБТ;

Q_{bi} - вес i -й секции КБТ, Н (кгс);

Q_{KH} - вес КНЕК, Н (кгс);

ΔP - перепад давления в забойном двигателе и долоте, МПа (кгс/мм²);

F_K - площадь поперечного сечения канала трубы m -й секции БТ, мм²;

F - площадь поперечного сечения трубы m -й секции, мм²;

q_i - приведенный вес 1 м трубы i -й секции, Н/м (кгс/м);

l_i - длина i -й секции БТ, м;

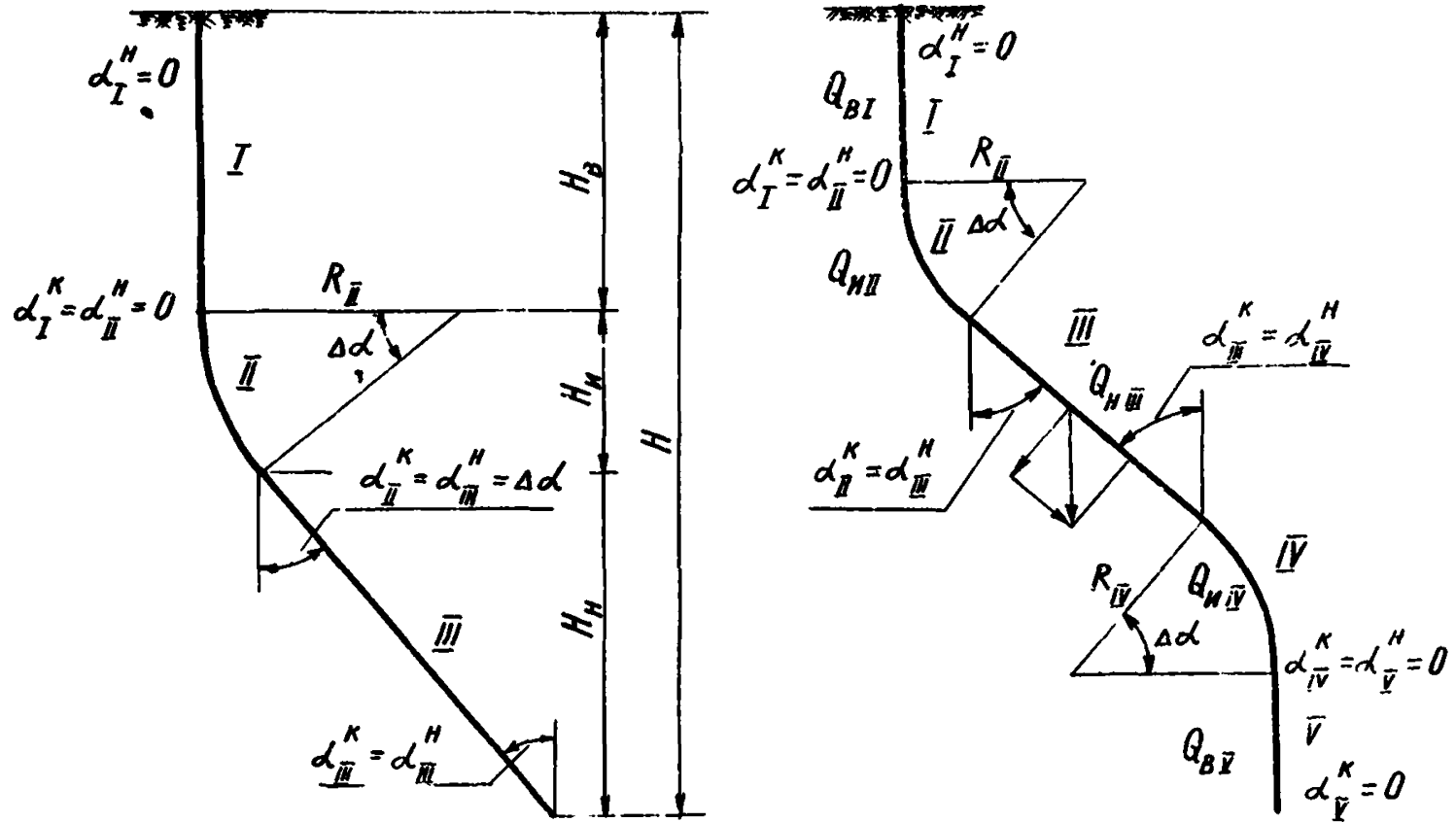


Рис. 1. Схемы наклонно направленных скважин:
 \bar{I} - \bar{V} - участки профиля

- $\gamma_{жс}$ - плотность (удельный вес) бурового раствора, г/см³ (гс/см³);
 γ_i - приведенная плотность (приведенный удельный вес) трубы i -й секции, г/см³ (гс/см³);
 Q_{30} - вес забойного двигателя, Н (кгс);
 Q_0 - вес компоновки УБТ, Н (кгс);
 Q_x - вес элементов КНБК (за исключением УБТ и забойного двигателя), Н (кгс);
 γ_0 - плотность (удельный вес) УБТ, г/см³ (гс/см³).

3.7. В нижнем поперечном сечении следующей $(m+1)$ -й секции напряжения растяжения, МПа (кгс/мм²), будут равны

$$\sigma_{p(m+1)} = Q_{pm} / F_{(m+1)}, \quad (5)$$

где Q_{pm} - осевая растягивающая нагрузка, вычисляемая по формуле (1), Н (кгс);

$F_{(m+1)}$ - площадь поперечного сечения тела трубы $(m+1)$ -й секции, мм².

3.8. В наклонно направленной скважине (рис. 1) растягивающую нагрузку Q_p , Н (кгс), в поперечном сечении произвольной m -й (снизу от УБТ) секции колонны буровых труб для момента отрыва инструмента от забоя определяют по формуле

$$Q_p = K(Q_B + Q_N + Q_M + Q'_{KN}) + \Delta p F_N, \quad (6)$$

где Q_B - вес вертикальных участков, Н (кгс);

Q_N - усилие, обусловленное весом и силами трения колонны на прямолинейных наклонных участках скважины, Н (кгс);

Q_M - усилие, обусловленное весом и силами трения колонны на участках увеличения или уменьшения угла наклона профиля скважины, Н (кгс);

Q'_{KN} - усилие, создаваемое в колонне за счет веса и сил трения КНБК, Н (кгс).

Примечание. Усилия Q_B , Q_N , Q_M , Q'_{KN} определяют для участков, расположенных ниже рассчитываемого.

Напряжение растяжения в поперечном сечении m -й секции БК в наклонно направленной скважине от нагрузки Q_p рассчитывают по формуле (2).

Входящие в выражение (6) слагаемые вычисляют следующим образом:

$$Q_B = \sum_{i=1}^{k_B} Q_{Bi}, \quad (7)$$

где k_B - число вертикальных участков.

$$Q_N = \sum_{i=1}^{k_N} Q_{Bi} (\mu_i \sin \alpha_i + \cos \alpha_i), \quad (8)$$

где k_N - число наклонных прямолинейных участков;

μ_i - коэффициент трения БК о стенки скважины.

$\mu \cong 0,15 + 0,45$, рекомендации по выбору конкретного значения μ приведены в приложении 20;

α_i - угол наклона профиля скважины на i -м участке, град.

$$Q_N = \sum_{i=1}^{k_N} \mu_i (1 - \gamma_{жс} / \gamma_L) | \pm 2q_i R_i (\cos \alpha_i^K - \cos \alpha_i^H) - \\ - q_i R_i \Delta \alpha_i \sin \alpha_i^i \pm (Q_i \Delta \alpha_i) / (1 - \gamma_{жс} / \gamma_L) | + \\ + \sum_{i=1}^{k_N} (1 - \gamma_{жс} / \gamma_L) | q_i R_i (\sin \alpha_i^K - \sin \alpha_i^H) |, \quad (9)$$

где k_N - число искривленных участков;

R_i - радиус кривизны i -го участка, м;

$\Delta \alpha_i$; α_i^K ; α_i^H - углы наклона профиля в начале и конце участка, град.;

Q_i - усилие натяжения колонны в конце i -го участка, Н (кгс). Определяют как сумму усилий Q_B, Q_N, Q_H, Q'_{KH} , полученных из расчета БК на нижерасположенных участках.

В формуле (9) при уменьшении угла профиля скважины ставится знак плюс, при увеличении - минус.

Вид формулы для определения Q'_{KH} зависит от характера нижнего участка скважины или участка, на котором находится ЛНБК в каком-либо расчетном случае, соответствующем подъему БК. На прямолинейном наклонном участке

$$Q'_{KH} = Q_{KH} (\mu \sin \alpha + \cos \alpha); \quad (10)$$

на вертикальном участке

$$Q'_{KH} = Q_{KH}; \quad (11)$$

на искривленном участке приближенно

$$Q'_{KH} = (1 - \gamma_{жс} / \gamma_0) \{ \mu | \pm 2q'_0 R (\cos \alpha^K - \cos \alpha^H) - \\ - q'_0 R \Delta \alpha \sin \alpha^K | + | q'_0 R (\sin \alpha^K - \sin \alpha^H) | \}; \quad (12)$$

$$\Delta d = 0,017453 |\alpha^k - \alpha^H|,$$

где μ, α, R - параметры участка расположения КНЕК;
 α^H, α^k - начальный и конечный углы наклона искривленного участка или его части, занимаемой КНЕК, град;
 q'_0 - приведенный вес 1 м КНЕК, Н/м (кгс/м). Находится делением суммарного веса всех элементов КНЕК, включая УБТ, на общую длину КНЕК.

3.9. Если на рассматриваемых участках колонна состоит из нескольких секций, то Q_B, Q_H, Q_N определяют отдельно для каждой секции, а затем суммируют.

3.10. Растягивающие нагрузки и напряжения растяжения в верхних сечениях секций многосекционной колонны, возникающие при подъеме БК или спуске части обсадной колонны на буровых трубах, определяют для последовательных (с выбранным шагом) фиксированных положений БК на всех участках (см. рис. 1). На каждом из участков верхнее сечение каждой секции фиксируется не менее чем в трех точках, соответствующих концу, середине и началу участка.

Примечание. Допускается производить расчет верхних сечений секций БК только для их положений на верхних границах искривленных участков и на устье скважины.

3.11. Если при расчете сумма усилий Q_B, Q_H, Q_N, Q_{KH} окажется меньше веса нижерасположенной части колонны, суммарное усилие принимается равным весу соответствующей части БК.

Примечание. Формулы для расчета БК в наклонно направленной скважине применимы только для случая, когда профиль скважины можно аппроксимировать набором гладко-сопряженных отрезков прямых линий (вертикальных и наклонных) и искривленных отрезков постоянной кривизны. В том случае, если действительный профиль не может быть описан указанным способом, а также при ориентировочном расчете растягивающие нагрузки и напряжения в БК можно определять по формулам (1) - (4), как для вертикальной скважины.

3.12. Для процесса бурения в том случае, когда вся нагрузка на долото создается за счет веса КНЕК и нейтральное сечение колонны находится над УБТ, растягивающую нагрузку на БК определяют из выражений (1), (6) при $K = 1,0; Q_{KH} = 0; \Delta P = 0$, то есть:

а) в вертикальной скважине

$$Q_p = \sum_{i=1}^m Q_{Bi} = \sum_{i=1}^m q_i l_i (1 - \gamma_{ж} / \gamma_i); \quad (13)$$

б) в наклонно направленной скважине

$$Q_p = Q_B + Q_H + Q_M. \quad (14)$$

Напряжения растяжения в случаях а и б рассчитывают по формуле (2).

3.13. Для сжатой части колонны (в сечениях УБГ) на вертикальном и наклонном участках с осевую нагрузку, H (кгс), рассчитывают по формуле

$$Q_c = \sum_{i=1}^m Q_{oi} = \sum_{i=1}^m q_{oi} l_{oi} (1 - \gamma_{жс} / \gamma_{oi}) \cos \alpha. \quad (15)$$

На искривленном участке

$$Q_c = R \sum_{i=1}^m |q_{oi} (\sin \alpha_i^H - \sin \alpha_i^K)| (1 - \gamma_{жс} / \gamma_{oi}), \quad (16)$$

где m - число ступеней до рассчитываемого сечения, причем ступени УБГ отсчитываются сверху вниз;

α - угол наклона профиля на прямолинейном наклонном участке. На вертикальном участке $\alpha = 0$, $\cos \alpha = 1,0$;

α_i^H, α_i^K - углы наклона профиля в начале и конце зоны расположения i -й ступени УБГ.

Напряжения сжатия Q_c могут быть вычислены с использованием значения Q_c по формуле, аналогичной (2).

3.14. При спуске на буровых трубах частей обсадных колонн (ОК) растягивающую нагрузку на БК и вызываемые ею напряжения определяют по формулам (1), (2) или (6), (2). В этом случае вместо Q_{KH} в формулы подставляют значение веса спускаемой части ОК.

Кручение

3.15. Крутящий момент M_K , Н·м (кгс·м), который необходимо приложить к буровой колонне при вращении ее ротором, приблизительно может быть определен для вертикальной скважины из выражений

$$M_K = \psi_M N / n; \quad (17)$$

$$N = N_B + N_a; \quad (18)$$

$$N_B = \sum_{i=1}^m N_{Bi}; \quad (19)$$

$$N_{Bl} = 13,5 \cdot 10^{-4} \ell_i D_l^2 n^{1,5} D_{ci}^{0,5} \gamma_{жс}, \quad (20)$$

$$N_{\theta} = \psi_N C \cdot 10^{-4} n D_{\theta}^{0,4} Q_{\theta}^{1,5}, \quad (21)$$

- где ψ_M - коэффициент, равный 9545 при вычислении M_K в Н·м и 974 - в кгс·м;
 N - общая мощность, затрачиваемая на вращение буровой колонны и работу долота, кВт;
 n - частота вращения колонны, об/мин;
 N_B - мощность, затрачиваемая на вращение колонны, кВт;
 N_{θ} - мощность, затрачиваемая на работу долота, кВт;
 m - число участков с постоянными значениями наружного диаметра труб и диаметра скважины;
 N_{Bi} - мощность, затрачиваемая на вращение i -го участка буровой колонны ($i = 1, m$), кВт;
 ℓ_i - длина i -го участка скважины, м;
 D_l - наружный диаметр труб на i -м участке скважины, м;
 D_{ci} - номинальный диаметр скважины на i -м участке, м;
 ψ_N - коэффициент, равный $5,14 \cdot 10^{-2}$ (Q_{θ} в кН), 1,0 (Q_{θ} в тс)
 C - коэффициент крепости пород (7,8 - мягкие; 6,9 - средние; 5,5 - твердые породы);
 D_{θ} - наружный диаметр долота, мм;
 Q_{θ} - осевая нагрузка на долото, кН (тс).

3.16. В произвольном сечении X на k -м ($1 \leq k \leq m$) участке скважины мощность $N(X)$, необходимую для вращения нижерасположенной части БК и работы долота, рассчитывают по формуле

$$N(X) = \sum_{i=1}^{k-1} N_{Bi} + \frac{X - X_{(k-1)}}{X_k - X_{(k-1)}} N_{\theta k} + N_{\theta}, \quad (22)$$

где $X_{(k-1)}$; X_k - верхние границы $(k-1)$ -го и k -го участков скважины с постоянными значениями диаметров D и D_c , м;

$$X_{(k-1)} \leq X \leq X_k.$$

3.17. Ориентировочный расчет мощности, затрачиваемой на вращение БК в наклонно направленных скважинах, можно производить по формулам (19), (20) с дополнительным поправочным коэффициентом в формуле (20) ξ , зависящим от искривления скважины (рис. 2).

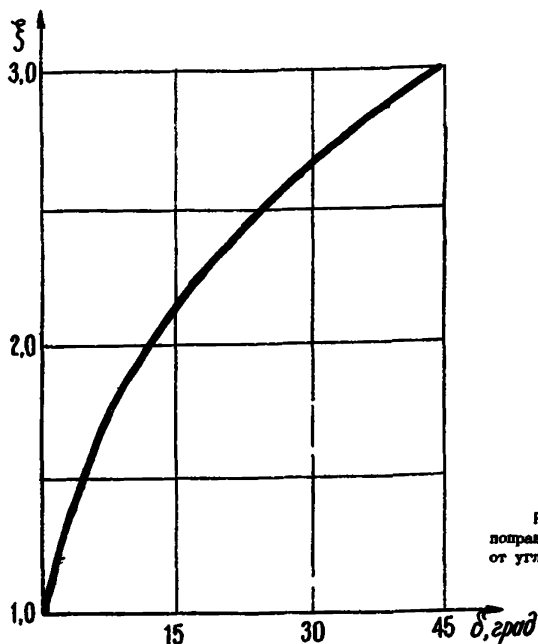


Рис. 2. Зависимость поправочного коэффициента от угла профиля скважины

3.18. При проектировочных расчетах приближенное значение M_K , Н·м (кгс·м), в верхних сечениях секций или их частей может быть получено по формуле

$$M_K = \sqrt{K_{\xi}^2 - 1} \frac{Q_p}{Q_{pmax}} M_{Kmax}, \quad (23)$$

или

$$M_K = 0,577 \sqrt{K_{\xi}^2 - 1} \sigma_p W_K, \quad (24)$$

- где K_{ξ} - коэффициент, учитывающий влияние касательных напряжений на уровень напряженного состояния трупов. можно принимать для вертикальных скважин $K_{\xi} \cong 1,04$, для наклонно направленных скважин $K_{\xi} \cong 1,10$;
- Q_p - растягивающая нагрузка в рассматриваемом сечении БК, рассчитываемая по формулам (1), (6);

$Q_{pmax}; M_{kmax}$ - максимальные допустимые значения осевой растягивающей нагрузки и крутящего момента по телу;

σ_p - напряжения растяжения в теле трубы, определяемые по формуле (2), МПа (кгс/мм²);

W_k - полярный момент сопротивления сечения по телу трубы, см³.

$$Q_{pmax} = \sigma_p F / n; \quad M_{kmax} = 0,577 \sigma_p W_k / n,$$

где n - коэффициент запаса прочности (п. 4.2);

3.19. Касательные напряжения, МПа (кгс/мм²), в рассчитываемом сечении колонны

$$\tau = M_k / W_k \quad (25)$$

И з г л о б

3.20. Изгибающий момент в бурьевой колонне M_n , Н·м (кгс·м), и напряжения изгиба σ_n , МПа (кгс/мм²), определяют по формулам

$$M_n = EJ / 100R; \quad (26)$$

$$\sigma_n = M_n / W_k, \quad (27)$$

где E - модуль упругости материала трубы, МПа (кгс/мм²);

J - осевой момент инерции сечения тела трубы, см⁴;

R - радиус кривизны БК, м;

W_k - осевой момент сопротивления рассматриваемого сечения бурьевой трубы, см³.

3.21. На искривленном участке скважины можно считать, что кривизна БК определяется кривизной скважины. В этом случае

$$R = \frac{\Delta \ell}{\sqrt{2(1 - \sin \delta_1 \sin \delta_2 \cos \Delta \beta - \cos \delta_1 \cos \delta_2)}}, \quad (28)$$

где δ_1, δ_2 - зенитные углы наклона профиля скважины в начальной и конечной точках рассматриваемого участка длиной $\Delta \ell$, м;

$\Delta \beta = \beta_2 - \beta_1$ - разность азимутальных углов β_1, β_2 в тех же точках.

3.22. При потере БК прямолинейной формы устойчивости в результате вращения в вертикальной скважине

$$R = \frac{1000 \omega^2}{F^2 f}, \quad (29)$$

где \mathcal{L} - длина полуволны изогнутой колонны, м;

f - стрела прогиба БК, мм.

В произвольном сечении колонны

$$\mathcal{L} = \mathcal{L}_0 \sqrt{\sqrt{1 + (a/q\ell_w)^2} \pm (a/q\ell_w)} ; \quad (30)$$

$$\mathcal{L}_0 = \frac{J}{\omega} \sqrt{0,5q\ell_w} ; \quad (31)$$

$$\ell_w = 0,2 \omega \sqrt{\frac{EJ}{qg}} , \quad (32)$$

где \mathcal{L}_0 - длина полуволны БК в нейтральном сечении, м;

a - осевое уюение в рассматриваемом сечении БК, Н (кгс).

$a = a_{pm}$ в растянутой части буровой колонны определяют из выражения (13), в формуле (30) ставят знак плюс. $a = a_{cm}$ в сжатой части определяют из выражения

(15), в формуле (30) ставят знак минус;

$\omega = \frac{\sqrt{g}n}{30}$ - угловая скорость, c^{-1} ;

g - ускорение свободного падения ($g = 9,8 \text{ м/с}^2$).

В частности, в технической системе единиц, принимая для стали $E = 2,1 \cdot 10^4 \text{ кгс/мм}^2$, для дюрала (сплав Д16-Т) $E = 0,72 \cdot 10^4 \text{ кгс/мм}^2$, заменяя ω , c^{-1} , на частоту вращения n , об/мин, \sqrt{g} и g их числовыми значениями, получим (J , $см^4$; q , $кгс/м$; ℓ_w , $м$; \mathcal{L}_0 , $м$):

$$\ell_w^{(ст)} = 0,970 n \sqrt{J/q} ; \quad (33)$$

$$\ell_w^{(дл)} = 0,568 n \sqrt{J/q} ; \quad (34)$$

$$\mathcal{L}_0 = \frac{66,408}{n} \sqrt{\ell_w} ; \quad (35)$$

$$f = (D'_c - D_3) / 2 , \quad (36)$$

где D'_c - диаметр скважины, мм. В открытом стволе принимается $D'_c = K_K D_3$, где K_K - коэффициент каверности, назначаемый по результатам замеров или (для новых месторождений) по прогнозным данным;

D_3 - наружный диаметр бурового замка, мм.

3.23. При расчете на сопротивление усталости вращающейся буровой колонны в вертикальной скважине рассматриваются постоянная и переменная составляющие напряжений изгиба, возникающих вследствие

потери БК прямолинейной формы устойчивости

$$\sigma_m = \sigma_n ; \quad \sigma_a = \sigma_m e/f , \quad (37)$$

где σ_m - постоянное среднее напряжение, определяемое по формулам (26), (27), (29)-(32), (36) или (33)-(36);

σ_a - амплитуда переменного напряжения;
 $e = (0 \div f)$ - смещение (эксцентриситет) оси колонны по отношению к оси скважины. В расчетах можно принимать $e/f = 0,5$.

Изгибные напряжения σ_m, σ_a при расчетах на усталость вычисляются для опасного сечения трубы (основной плоскости резьбы на высшем конце трубы, сварного шва, стабилизирующего пояса или тела трубы). Следует помнить, что осевой момент инерции J во всех случаях вычисляются для тела трубы, а осевой момент сопротивления W_n - для опасного сечения.

Примечание. Допускается положения пп. 3.22, 3.23 использовать при расчете БК на наклонных участках в наклонно направленных скважинах.

3.24. На искривленных участках скважины $\sigma_m = 0$. Тогда $\sigma_a = \sigma_n$ для опасного сечения трубы рассчитывают по формулам (26), (27), R находят из выражения (28).

3.25. При расчете на статическую прочность вращающейся буровой колонны в вертикальной скважине общее напряжение изгиба вследствие потери прямолинейной формы устойчивости

$$\sigma_n = \sigma_m + \sigma_a = \frac{3M_n}{2W_n} , \quad (38)$$

при этом для вычисления изгибающего момента используют выражения (26), (23), (30)-(32), (36) или (33)-(36).

3.25. При небольшом искривлении скважины расчет напряжений изгиба производят, как и для существенно искривленной скважины, по формулам (26)-(28), а также в соответствии с п. 3.25, как для вертикальной скважины.

Для оценки статической прочности колонны используется большее из полученных значений.

Сопротивление усталости также оценивается в предположении что-то вертикального [формулы (26), (27), (29)-(37), (64)] и существенно искривленного [формулы (26)-(28), (64) при $\sigma_m = 0; \sigma_a = \sigma_n$] характера профиля. Оценка сопротивления усталости БК делается по меньшему

значению коэффициента запаса, определяемому по формуле (64).

3.27. При бурении скважин с плавучих средств изгибающий момент, возникающий от горизонтальных перемещений судна и угла поворота (наклона) судна относительно оси скважины, а также от действия водной среды, имеет наибольшее значение у устья скважины (на судне) и у дна акватории.

При небольшой глубине акватории (до 150 м) и при $\ell_a \sqrt{PEJ} > 4$ изгибающий момент, Н·м (кгс·м), у устья

$$M_{и} = 0,1 K_3 \sqrt{PEJ} \left(\frac{\Delta}{\ell_a} + \theta + \frac{\rho \ell_a}{2P} \right); \quad (39)$$

у дна

$$M_{и} = 0,1 \sqrt{PEJ} \left(\frac{\Delta}{\ell_a} + \frac{K_3 \theta}{10 \ell_a} \sqrt{\frac{EJ}{P}} + \frac{\rho \ell_a}{2P} \right), \quad (40)$$

где K_3 - коэффициент, зависящий от условий закрепления колонны у устья. Принимается в пределах 0,75 - 1,00;

P - осевая растягивающая нагрузка у дна, Н (кгс).

$$P = Q_p - 0,5 Q_a :$$

Q_a - вес части колонны от устья скважины до дна акватории, Н (кгс);

Δ - смещение судна относительно оси скважины в горизонтальной плоскости, м;

ℓ_a - глубина акватории, м;

θ - угол поворота (наклона) судна относительно оси скважины, рад;

ρ - поперечная нагрузка от давления волн и течения на единицу длины колонны, Н/м (кгс/м).

Из формул (39), (40) следует, что изгибающий момент уменьшается с уменьшением жесткости сечения, растягивающей нагрузки и с увеличением глубины акватории.

Частные случаи предельных нагрузок на БК

3.28. Осевую нагрузку, Н (кгс), при которой напряжения в теле трубы, зажатой в клиновом захвате, достигают предела текучести, определяют из выражения

$$Q_{TK}^c = Q_{TK}^1 C = \frac{G_T F_C}{1 + \frac{d_{CP}}{4\ell_K} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad (41)$$

- где G'_{TK} - предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате при коэффициенте охвата, равном единице, Н (кгс);
 G_T - предел текучести материала трубы, МПа (кгс/мм²);
 F - площадь поперечного сечения тела трубы, мм²;
 C - коэффициент охвата.

$$C = \left(\frac{\beta k}{360} \right) \sqrt{3k-1};$$

- β - угол охвата труб планками одного клина, град;
 k - количество клиньев;
 d_{cp} - средний диаметр трубы, мм;
 l_k - рабочая длина клина, мм;
 α - угол наклона клина, град;
 φ - угол трения на поверхности соприкосновения клина с корпусом клинового захвата, град.

Для четырехклиновых захватов ПКР-У7, ПКР-ШБ $C = 0,7$, для ПКР-560 $C = 0,9$. В приложениях 10-12 приводятся значения предельных осевых нагрузок G'_{TK} , вычисленные по формуле (41) при $C = 1,0$, $\alpha = 9^{\circ}27'15''$ (уклон 1 : 6) и $\text{ctg}(\alpha + \varphi) = 2,5$.

3.29. Наружное избыточное давление, при котором наибольшее напряжение в теле трубы достигает предела текучести (критическое давление), определяют по формуле

$$p_{kp} = 1,1 K_{min} \left(A_G - \sqrt{A_G^2 - 4EK_0^2 \rho G_T} \right), \quad (42)$$

где $K_{min} = \delta_{min}/D$; $K_0 = \delta_0/D$; $\rho = \delta_0/\delta_{min}$,

$$A_G = G_T + EK_0^2 \rho (1 + 3e/2 \rho^3 K_{min}),$$

- δ_{min} ; δ_0 - расчетные величины;
 $\delta_{min} = 0,875 \delta$; $\delta_0 = 0,905 \delta$;
 δ - номинальная толщина стенки, мм;
 D - наружный диаметр трубы, мм;
 e - овальность.

Значения p_{kp} при овальности $e = 0,01$ приведены в приложениях 7 - 9. Действующее на трубу в рассматриваемом сечении избыточное наружное давление, МПа (кгс/мм²), определяют из выражения

$$p_H = 0,001 \gamma_p (\gamma_1 h_1 - \gamma_2 h_2),$$

где γ_p - коэффициент, равный 9,8, если расчет производится в единицах СИ, и 1,0 - в единицах технической системы;
 γ_1, γ_2 - плотность (удельный вес) бурового раствора за буровой колонной и внутри колонны, г/см³ (гс/см³);
 h_1, h_2 - высота столба жидкости над рассматриваемым сечением за колонной и внутри колонны, м.

3.30. Внутреннее избыточное давление, при котором наибольшее напряжение в теле трубы достигает предела текучести, определяет по формуле

$$p_T = 0,875 \sigma_T \frac{2\delta}{D}, \quad (43)$$

где δ - номинальная толщина стенки трубы.

Значения p_T приведены в приложениях 7 - 9.

Допускаемые длины секций КБГ

3.31. Допускаемому из условий статической прочности по телу трубы длину m -й секции буровой колонны l_m , м, в вертикальной скважине определяют из выражений

$$l_m = \frac{Q_{pmax} / K_{\tau} - K \left(\sum_{i=1}^{m-1} Q_{bi} + Q_{kn} \right) - \Delta p F_k}{K q_m (1 - \gamma_{жс} / \gamma_m)}; \quad (44)$$

$$Q_{pmax} = \sigma_T F / n, \quad (45)$$

где Q_{pmax} - максимальная допускаемая растягивающая нагрузка на тело трубы m -й секции, Н (кгс);

K_{τ} - коэффициент влияния касательных напряжений на напряженное состояние трубы. Для бурения забойными двигателями $K_{\tau} = 1,0$, для роторного способа бурения можно принимать $K_{\tau} = 1,04$;

F_k, F - площади поперечного сечения канала и тела трубы m -й секции, мм²;

n - нормативный коэффициент запаса прочности (по текучести), принимаемый в зависимости от способа и условий бурения (п. 4.2).

3.32. Для найденного по формуле (44) значения длины секции l_m по формулам (I) и (23) [или (17) - (22) при $N_0 = 0$] рассчитывают значения осевой растягивающей нагрузки Q_n , крутящего момента M_K

в верхнем сечении секции и в соответствии с разделом 5 определяют допустимость комбинации этих нагрузок для замковых соединений. Если Q_p , M_k являются допустимыми, найденное значение l_m может быть принято за длину секции. В противном случае производят уменьшение l_m (по шагам Δl) до допустимого для замкового соединения значения или же (по возможности) выполняют другие рекомендации п. 5.10.

3.33. При роторном способе бурения в случае использования рассчитываемой секции на участках расширения вертикальной скважины производят проверку на сопротивление усталости секции согласно п. 4.3 в сечениях перехода на больший диаметр скважины. Если в каком-либо из сечений условия прочности не выполняются, найденную по формуле (44) длину секции уменьшают до значения, при котором будет обеспечено сопротивление усталости секции на участке расширения.

3.34. Для вертикальных скважин с известными параметрами резкого локального искривления ствола в том случае, если в процессе углубления рассчитываемая секция будет работать на участке искривления, производят ее проверку на статическую прочность, а для роторного способа бурения - дополнительно на сопротивление усталости с учетом напряжений изгиба, определяемых по формулам (26) - (28), а также согласно п. 3.26. Условия прочности проверяются по пп. 4.1 - 4.3.

Если статическая прочность или сопротивление усталости недостаточны, производят уменьшение найденной по формуле (44) длины секции до значения, удовлетворяющего по прочности всем положениям секции на участке искривления.

3.35. Если скважину бурят с плавучих средств и если найденная с использованием формулы (44) секция в процессе углубления частично или полностью располагается на участке между дном акватории и судном, то значение длины секции уточняют.

Для этого выполняют проверку условий статической прочности по пп. 4.1, 4.2 с использованием формул (39), (40). Дополнительно для роторного способа бурения секцию проверяют на сопротивление усталости по п. 4.3. Если условия прочности не выполняются, длину секции уменьшают до значения, при котором будет обеспечена прочность секции во всех ее возможных положениях на указанном участке.

3.36. Наибольшую допускаемую глубину спуска n -й секции колонны бурильных труб в клиновом захвате (с учетом скомпонованной ниже части бурильной колонны) определяют по формуле

$$\ell_{km} = \frac{Q_{TK}^c / n - \sum_{i=1}^{m-1} Q_{Si} - Q_{KH}}{q_m (1 - \gamma_{nc} / \gamma_m)}, \quad (46)$$

где Q_{TK}^c - предельная осевая растягивающая нагрузка на тело трубы в клиновом захвате. Определяют по формуле (41);

n - нормативный коэффициент запаса прочности трубы в клиновом захвате (п. 4.4).

Если $\ell_{km} < \ell_m$ (ℓ_m определяют по формуле (44) и уточняют в соответствии с пп. 3.32 - 3.35), необходимо применить клиновой захват, обеспечивающий большую допустимую нагрузку на тело трубы, или перейти на использование элеватора.

Значение ℓ_{km} , если оно меньше ℓ_m , может быть принято в качестве длины секции только в порядке исключения, при отсутствии клиновых захватов, обеспечивающих большую допустимую нагрузку на трубу, и при невозможности применения элеваторов.

3.37. Допускаемую длину секции БГ в наклонно направленной скважине в первом приближении также определяют по формуле (44) при выполнении условия по п. 3.32, при этом для бурения забойными двигателями $K_{\tau} = 1,0$, для роторного способа бурения можно принимать $K_{\tau} = 1,10$.

После определения ℓ_m в верхнем сечении рассчитываемой секции, а также в сечениях, совпадающих с верхними границами участков искривления (если они имеются на длине ℓ_m) по формулам (2), (6)-(12), (14), (23)-(38) вычисляют растягивающие нагрузки, крутящие и изгибающие моменты и соответствующие напряжения.

Соответствие секции условиям статической прочности проверяют согласно пп. 4.1, 4.2. Для роторного способа бурения дополнительно производят проверку на сопротивление усталости в тех же сечениях (п. 4.3).

Затем для процесса подъема БК или спуска частей ОК верхние сечения секций рассчитывают на статическую прочность в фиксированных положениях на всех проходных или участках. При этом расчет верхних сечений секций производят для конца, середины и начала каждого участка (см. примечание к п. 3.10).

Если условия прочности выполняются во всех случаях, вычисленное значение ℓ_m может быть принято за длину секции. В противном случае производят (по шагам $\Delta \ell$) уменьшение ℓ_m до значения, при

котором будет обеспечено выполнение условий статической прочности и сопротивления усталости.

3.38. Для всех способов бурения рекомендуется устанавливать над УБТ секция длиной не менее 250-300 м из труб возможно более низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки (для плавного перехода по жесткости от УБТ к КБТ), причем для роторного способа бурения эти трубы должны обладать повышенным пределом выносливости (ТБМК, ТБНК, ТБМК, ТБНВ, импортные буровые трубы).

3.39. Если длина ступени КБТ определяется гидравлическими условиями (п. 3.41), обязательным является наличие переходного участка, представляющего собой продолжение данной ступени на некоторую длину после увеличения внутреннего диаметра скважины, в связи с чем необходим переход на больший диаметр буровых труб. Длина переходного участка должна быть не менее 100 м.

3.40. Технологические ограничения на длину i -й секции БТ имеют вид

$$l_{imin} \leq l_i \leq l_{imax}.$$

где l_{imax} - максимально допустимая длина секции. Определяется длиной комплекта труб данного типоразмера, который может быть выделен для бурения данной скважины;
 l_{imin} - минимально допустимая длина секции (МДС). Для всех секций, кроме последней (верхней), устанавливается из соображений технологической целесообразности компоновки К. Рекомендуется принимать $l_{imin} \approx 250-300$ м. Длина верхней секции может быть принята такой, какой она получилась по расчету.

Если длина секции получается по расчету больше максимально допустимой, принимается $l_i = l_{imax}$.

Если по расчету получается $l_i < l_{imin}$, то такая секция не включается в состав компоновки К.

Рекомендуемые соотношения диаметров

3.41. Выбор наружного диаметра секции буровой колонны обусловлен необходимостью обеспечить оптимальные гидравлические соотношения при бурении скважины и определяется конструкцией скважины, способом и условиями бурения. Рекомендуемые диаметры D стальных буровых труб по ГОСТ 631-75 (с замками по ГОСТ 9286-75) и алюминиевых буровых труб по ГОСТ 23786-79 (с замками по ТУ 26-02-72-76) в зависимости от наружного диаметра соответствующей обсадной

колонны $D_{ок}$ приведены в табл. I (диаметры АБТ в том случае, если они не совпадают с диаметрами соответствующих стальных труб, даны в скобках).

Таблица I

Рекомендуемые соотношения диаметров
бурильных и обсадных колонн, мм

Обсадная колонна	Бурильная колонна, способ бурения	
	забойными двигателями	ротарный
114	-	60; (64)
127	-	60; (64)
140	-	73
146	-	73
168	-	89 (90)
178	89; 102; (90; 103)	89; 102; (90; 103)
194	102; (103); 114	102; (103); 114
219	114; 127; (129)	102; (103); 114
245	127; 140; (129; 147)	114; 127; (129)
273	140; (147)	127; 140; (129; 147)
299	140; (147)	140; (147)
324	140; (147)	140; (147)
340	140; (147)	140; (147)
377	140; (147)	140; (147)
406	168; (170)	168; (170)
и более		

В соответствии с данными табл. I рекомендуемые соотношения диаметров бурильных и обсадных колонн приблизительно могут быть представлены в обобщенном виде (диаметры в мм):

$$0,46 D_{ок} \leq D \leq 0,67 D_{ок} - 15,0 \text{ при } D_{ок} \leq 300;$$

$$139,7 \leq D \leq 170,0 \text{ при } D_{ок} > 300.$$

4. УСЛОВИЯ ПРОЧНОСТИ И ЗАПАСЫ ПРОЧНОСТИ

4.1. Условия статической прочности буровой колонны (на основе 4-й теории):

а) в общем случае нагружения при роторном бурении (растяжение, изгиб, кручение)

- в напряжениях

$$\sigma_s = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_n)^2 + 3\tau^2} \leq [\sigma]; \quad (47)$$

$$[\sigma] = \sigma_T / n, \quad (48)$$

где σ_s - эквивалентное напряжение;

$[\sigma]$ - допускаемое напряжение;

n - нормативный коэффициент запаса прочности или запас прочности;

- в усилиях и моментах

$$\sqrt{\left(\frac{Q_p}{Q_{pmax}} + \frac{M_n}{M_{nmax}}\right)^2 + \left(\frac{M_k}{M_{kmax}}\right)^2} \leq 1, \quad (49)$$

где Q_p, M_n, M_k - допускаемая комбинация действующих на БК значений растягивающей нагрузки, изгибающего и крутящего моментов;

Q_{pmax} - максимальное допускаемое значение Q_p при условии $M_n = M_k = 0$;

M_{nmax} - максимальное допускаемое значение M_n при условии $Q_p = M_k = 0$;

M_{kmax} - максимальное допускаемое значение M_k при условии $Q_p = M_n = 0$;

$$Q_{pmax} = \sigma_T F / n; \quad (50)$$

$$M_{nmax} = \sigma_T W_n / n; \quad (51)$$

$$M_{kmax} = 0,577 \sigma_T W_k / n. \quad (52)$$

При расчете буровых колонн для наклонно направленных скважин вместо выражений (47), (49) допускается использовать приближенные формулы

$$\sigma_3 = 1,08 \sigma_p + \sigma_n \leq [\sigma] ; \quad (53)$$

$$\sqrt{\left(1,1 \frac{Q_p}{Q_{pmax}}\right)^2 + \left(2 \frac{Q_p}{Q_{pmax}} + \frac{M_n}{M_{nmax}}\right) \frac{M_n}{M_{nmax}}} \leq 1. \quad (54)$$

Формулы (53), (54) соответствуют приближенным выражениям для расчета M_K (23), (24) при $K_T = I, I$;

б) при бурении забойными двигателями можно пренебречь крутящим моментом (реактивный момент долота и турбобура), то есть можно считать $M_K \approx 0$; $\varepsilon \approx 0$. Тогда

$$\sigma_3 = \sigma_p + \sigma_n \leq [\sigma] ; \quad (55)$$

$$Q_p / Q_{pmax} + M_n / M_{nmax} \leq 1; \quad (56)$$

в) для вертикальных скважин при роторном бурении, если возникающие в результате потери прямолинейной формы устойчивости напряжения изгиба $\sigma_n \ll \sigma_p$,

$$\sigma_3 = \sqrt{\sigma_p^2 + 3\varepsilon^2} \leq [\sigma] ; \quad (57)$$

$$\sqrt{\left(Q_p / Q_{pmax}\right)^2 + \left(M_K / M_{Kmax}\right)^2} \leq 1. \quad (58)$$

Из (58)

$$Q_p \leq Q_{pmax} \sqrt{1 - (M_K / M_{Kmax})^2}; \quad (59)$$

$$M_K \leq M_{Kmax} \sqrt{1 - (Q_p / Q_{pmax})^2}. \quad (60)$$

Допускается вместо выражений (57), (58) использовать приближенные формулы

$$\sigma_3 = 1,04 \sigma_p \leq [\sigma] ; \quad (61)$$

$$1,04 Q_p / Q_{pmax} \leq 1. \quad (62)$$

Эти формулы соответствуют приближенным выражениям для расчета M_K (23), (24) при $K_q = 1,04$.

4.2. При статическом (квазистатическом) нагружении буровой колонны осевой растягивающей нагрузкой, крутящим моментом и при наличии ее изгиба значения запаса прочности (по условию текучести) должны быть не меньше нормативных значений, приведенных в табл. 2.

Таблица 2

Нормативные запасы прочности (в числителе для нормальных, в знаменателе - для осложненных условий бурения)

Скважина	Бурение забойными двигателями	Роторное бурение
Бурение на суше и на море со стационарных оснований		
Вертикальная	1,30/1,35	1,40/1,45
Наклонно направленная	1,35/1,40	1,45/1,50
Бурение с плавучих средств		
Вертикальная	1,35/1,40	1,45/1,50
Наклонно направленная	1,40/1,45	1,50/1,55

Запас прочности буровой колонны при спуске частей обсадных колонн принимается равным запасу прочности БК при бурении забойными двигателями.

Запасы статической прочности колонны для операций расширения, проработка, калибровка, отбор керна, разбуривание цемента принимаются равными запасам прочности БК при бурении.

При использовании совмещенного способа бурения и при бурении забойными двигателями с вращением колонны запас статической прочности принимается как для роторного способа бурения.

4.3. Сопротивление усталости буровой колонны, находящейся при роторном бурении под действием переменных во времени нормальных напряжений от изгиба, постоянных нормальных напряжений от растяжения и касательных постоянных напряжений от кручения, характеризуется расчетным значением коэффициента запаса, определяемым по формуле

$$n = \frac{n_G n_T}{\sqrt{n_G^2 + n_T^2}}, \quad (63)$$

- где n - фактический запас прочности по усталости;
 n_G - запас прочности в предположении, что касательные напряжения отсутствуют;
 n_T - запас прочности по касательным напряжениям, вычисляемый в предположении, что нормальные напряжения равны нулю.

$$n_G = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a} \frac{1 - (\sigma_p / \sigma_B)}{1 + (\sigma_{-1} / \sigma_B)(\sigma_m / \sigma_a)}, \quad (64)$$

- где σ_{-1} - предел выносливости трубы при симметричном цикле изгиба с вращением по данным натуральных испытаний (приложение I5);
 σ_a - амплитуда переменных напряжений изгиба;
 σ_p - напряжение растяжения;
 σ_B - предел прочности (временное сопротивление);
 σ_m - среднее постоянное напряжение изгиба.

Частные случаи: в нейтральном сечении колонны в вертикальной скважине (над УБТ) $\sigma_p = 0$; на искривленных участках наклонно направленных и вертикальных скважин $\sigma_m \approx 0$; $\sigma_a = \sigma_n$

Запас прочности по касательным напряжениям, поскольку τ считается постоянным, определяют по пределу текучести:

$$n_T = \frac{\sigma_T}{\sigma_s} = 0,577 \frac{\sigma_T}{\tau} = 0,577 \frac{\sigma_T W_K}{M_K}. \quad (65)$$

Для выполнения условий прочности по усталости фактический запас должен быть не меньше нормативного.

Нормативный коэффициент запаса прочности по усталости буровой колонны при роторном способе бурения равен 1,5.

В нейтральном над УБТ сечении БК, а также в нижнем сечении 2-й (после 1-й, переходной, п. 3.38) секции на расстоянии 250 - 300 м от УБТ вследствие малости касательных напряжений расчет на сопротивление усталости можно производить только по нормальным напряжениям, считая $n \cong n_G$.

Запас прочности по усталости для операции отбор керн, выполняемой с вращением буровой колонны, принимают как для операции бурения.

При выполнении технологических операций разбуривание, расширение, проработка, калибровка запас прочности по усталости не регламентируется.

4.4. При использовании в работе с буровой колонной клиновых захватов для труб каждой секции (верхних сечений) необходимо выполнение следующего условия прочности:

$$\sum_{i=1}^m Q_{Bi} + Q_{KH} \leq Q_{TK}^c / n, \quad (66)$$

где m - число нижерасположенных секций КБТ, включая рассчитываемую;

Q_{Bi} - вес i -й секции КБТ;

Q_{KH} - вес КНБК (или части обсадной колонны, опускаемой на буровых трубах);

Q_{TK}^c - предельная (соответствующая пределу текучести) осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате;

n - нормативный коэффициент запаса прочности.

Значения Q_{Bi} , Q_{KH} , Q_{TK}^c рассчитывают по формулам (3), (4), (41).

Нормативный запас прочности (по текучести) буровых труб в клиновом захвате составляет: 1,10 [при $G_T < 637$ МПа (65 кг/см^2)] и 1,15 (при $G_T \geq 637$ МПа).

4.5. Допускаемые избыточные наружное и внутреннее давления на тело труб составляют

$$P_H \leq P_{KP} / n; \quad P_B \leq P_T / n, \quad (67)$$

где P_{KP} - критическое наружное давление. Определяют по формуле (42). Его значения приведены в приложениях 7 - 9;

P_T - предельное (соответствующее пределу текучести материала) внутреннее давление. Определяют по формуле (43). Его значения приведены в приложениях 7 - 9.

Нормативный запас прочности при воздействии на трубу наружного и внутреннего избыточных давлений составляет 1,15.

4.6. Для замковых соединений запасы прочности (коэффициенты запаса) шпанделя n_1 , муфты n_2 , а также запас герметичности соединения Q можно принимать равными n , где n - нормативный запас прочности буровой колонны для соответствующих способа и условий бурения, принимаемый по п. 4.2.

4.7. Запасы прочности для импортных буровых труб принимаются согласно пп. 4.2-4.6.

5. РАСЧЕТ ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

5.1. При расчете необходимо проверить допустимость нагрузок, действующих на бурильную колонну (сочетания осевой нагрузки и крутящего момента), для замковых соединений (ЗС) (рис. 3).

5.2. Действующая осевая нагрузка Q_p должна быть меньше максимального допускаемого для замковых соединений значения P_{max} . Последнее определяют по формуле

$$P_{max} = \frac{Q_{T1}}{n_1} - \varrho R, \quad (68)$$

где Q_{T1} - осевое усилие, вызывающее в опасном сечении ниппеля (на расстоянии 24 мм от упорного уступа) напряжения, равные пределу текучести материала (при этом учитывают как осевые, так и окружные напряжения), кН (тс);

n_1 - коэффициент запаса прочности ниппеля (п. 4.6);

ϱ - коэффициент запаса герметичности соединения (п. 4.6);

R - минимальное значение усилия сжатия торца муфты и упорного уступа ниппеля, обеспечивающего герметичность соединения, кН (тс).

5.3. Момент затяжки ЗС, обеспечивающий наибольший допускаемому нагрузке P_{max} , Н·м (кгс·м), определяют по формуле

$$M_{ЗТ} = A Q_{ЗТ} = A \left(\alpha_2 \frac{Q_{T1}}{n_1} + \alpha_1 \varrho R \right); \quad (69)$$

$$A = A_1 + A_2,$$

где A_1, A_2, A - параметры резьбы (р), торца муфты (т), находящегося в контакте с упорным уступом ниппеля, и ЗС в целом, зависящие от геометрических размеров и коэффициентов трения $\mu_p; \mu_t$ (обычно принимается $\mu_p = \mu_t = \mu$), мм;

$Q_{ЗТ}$ - усилие затяжки, кН (тс);

α_1, α_2 - относительные жесткости на растяжение - сжатие ниппеля и муфты или коэффициенты распределения внешней нагрузки.

Примечания:

1. Формула (69) дает усилия затяжки ЗС $Q_{ЗТ} = (0,32 + 0,43) Q_{T1}$, близкие к оптимальным по сопротивлению усталости (как правило, несколько превышающие их).

2. Значения наибольших допускаемых нагрузок и обеспечивающих

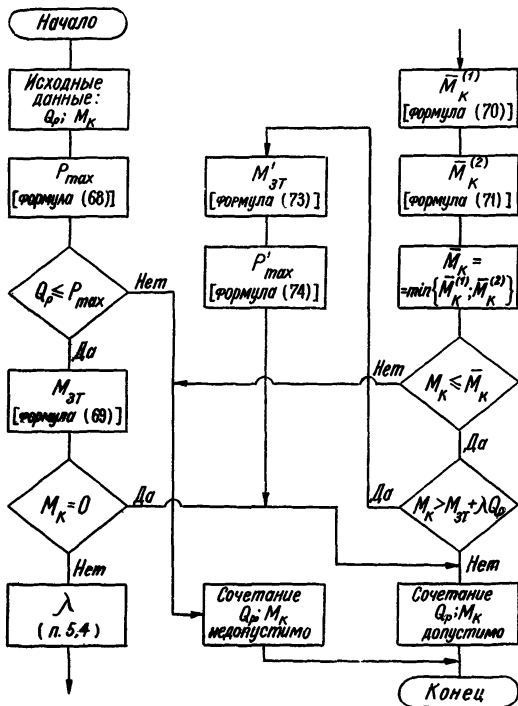


Рис. 3. Схема алгоритма расчета замкового соединения

их моментов затяжки для замковых соединений отечественного производства приведены в приложении I6 с учетом равномерного поверхностного износа (I, II и III классы) для различных коэффициентов запаса прочности (герметичности) и коэффициентов трения. Рекомендуемые по стандартам АНИ моменты свинчивания импортных ЭС приведены в приложении I7.

Коэффициенты трения в резьбе для отечественных ЭС, по данным ВНИИГТ, составляют $\mu' = 0,10$ (резьбовая смазка с металлическими наполнителями, например, Р-4I6) и $\mu' = 0,13$ (графитовая смазка)*.

Коэффициент трения для импортных ЭС принят равным $\mu = 0,08$, что соответствует смазке, содержащей 40-60% (по массе) цинкового порошка. Замковые соединения отечественного производства имеют пределы текучести материала шпнцеля и муфты $\sigma_{T1} = \sigma_{T2} \geq 735$ МПа (75 кгс/мм²), импортные - $\sigma_{T1} = \sigma_{T2} \geq 827$ МПа (84,4 кгс/мм²).

Рекомендуемые согласно приложениям I6, I7 моменты свинчивания замковых соединений допускаются увеличивать на 10%.

5.4. При произвольном значении $Q_p \leq P_{max}$, кН (тс), за допускаемый крутящий момент M_K , Н·м (кгс·м), принимают меньшее значение $\bar{M}_K^{(i)}$, определяемое из условий обеспечения прочности шпнцеля ($i = 1$) и муфты ($i = 2$):

$$\bar{M}_K^{(1)} \leq A \frac{Q_{T1}}{n_1} - A_2 Q_p; \quad (70)$$

$$\bar{M}_K^{(2)} \leq A \frac{Q_{T2}}{n_2} + \lambda Q_p; \quad (71)$$

$$\lambda = A_1 \alpha_1 - A_2 \alpha_2,$$

где Q_{T2} - предельное (соответствующее пределу текучести) значение усилия сжатия торцевой (на длине 24 мм) части муфты, кН (тс);

n_2 - коэффициент запаса прочности муфты (п. 4.6).

Примечания:

I. При определении \bar{M}_K по формулам (70), (71) можно найти сначала

$$Q_* = \frac{1}{\alpha_1} \left(\frac{Q_{T1}}{n_1} - \frac{Q_{T2}}{n_2} \right).$$

* $\mu' = \frac{\mu}{\cos \frac{\alpha}{2}}$, где μ - коэффициент трения, α - угол профиля резьбы.

Если $Q_* \leq 0$, то расчет допускаемых значений \bar{M}_K производят только по формуле (70).

Если $Q_* > 0$, то при $Q_p < Q_*$ расчет производят по формуле (71) при $Q_p > Q_*$ - по формуле (70).

2. При $Q_p = P_{max}$ из формулы (70) получается

$$M_* = A_1 \frac{Q_{T1}}{n_1} + A_2 2R.$$

Однако, как следует из более точного решения, это значение \bar{M}_K справедливо для $Q_p = 0,99 P_{max}$.

В узком интервале $0,99 P_{max} \leq Q_p \leq P_{max}$ происходит резкое падение допускаемого крутящего момента и при $Q_p = P_{max}$ $\bar{M}_K = 0$.

3. Необходимые для расчета ЭС значения параметров

$Q_{T1}, Q_{T2}, R, \alpha_1, \alpha_2, A_1, A_2, A, \lambda$ приведены в приложении Т8.

5.5. Если при нагружении ЭС моментом M_K и усилием Q_p окажется что

$$M_K > M_{3T} + \lambda Q_p, \quad (72)$$

то произойдет довинчивание соединения [уравнения (70), (71) предусматривают это] до уровня

$$M'_{3T} = M_K - \lambda Q_p. \quad (73)$$

5.6. Допускаемая для ЭС осевая нагрузка P'_{max} при $M'_{3T} > M_{3T}$ будет меньше, чем наибольшая допускаемая нагрузка P_{max} , определяемая по формуле (68). Величину P'_{max} , кН (тс), находят из выражения

$$P'_{max} = \frac{A \frac{Q_{T1}}{n_1} - M'_{3T}}{A \alpha_1}. \quad (74)$$

5.7. Если по каким-либо причинам момент затяжки соединения будет меньше, чем требуется по условию (69) ($M'_{3T} < M_{3T}$), допускаемую для ЭС нагрузку, кН (тс), определяют по формуле

$$P''_{max} = \frac{M'_{3T} - A 2R}{A \alpha_2}, \quad (75)$$

при этом $P''_{max} < P_{max}$. При довинчивании ЭС от M'_{3T} до M_{3T} происходит возрастание допускаемой осевой нагрузки от P''_{max} до P_{max} . При выполнении условия (69) $P'_{max} = P''_{max} = P_{max}$.

5.8. Если крутящий момент M_K и осевое усилие Q_p таковы, что

$$M_K \leq M_{3T} + \lambda Q_p, \quad (76)$$

то влияние M_k на прочность и несущую способность ЭС можно не учитывать. Соединение рассчитывают только на осевую нагрузку, при этом $G_B \leq P_{max}$ (при отклонениях M_{3T} от условия (69) (п. 5.6, 5.7)

$$Q_B \leq P'_{max} \text{ или } Q_B \leq P''_{max}$$

5.6. При выполнении условия (72) по формуле (73) вычисляют момент затяжки с учетом довинчивания, по формуле (74) или при недокреплении (п. 5.7) - по формуле (75), находят допускаемое значение P_{max} (или P''_{max}). Тогда при последующих нагружениях ЭС (до очередного развинчивания) должны выполняться условия

$$Q_B \leq P'_{max} \text{ (или } Q_B \leq P''_{max} \text{)}; M_k \leq \bar{M}_k$$

5.10. При невыполнении условий по пп. 5.6, 5.9, то есть при $G_B > P_{max}$ (или $Q_B > P'_{max}$; $Q_B > P''_{max}$); $M_k > \bar{M}_k$, следует:

- докрепить ЭС моментом M_{3T} , определяемым по формуле (69), если момент затяжки - начальный или итоговый - меньше M_{3T}
- сформировать рассчитываемую секцию КБТ из тех же труб но с более прочными замками, если такая возможность имеется
- уменьшить длину секции КБТ;
- заменить рассматриваемые трубы на БТ другого типа/размера относительно более прочными замковыми соединениями.

6. РАСЧЕТ КОМПОНОВКИ УБТ

6.1. Целью расчета является определение параметров компоновки УБТ (индекс "0"), обеспечивающих заданную нагрузку на долото и необходимую жесткость при изгибе (рис. 4).

6.2. Компоновка УБТ является составной частью КНБК, включающей в общем случае кроме долота, забойного двигателя и УБТ элементы формирования профиля скважины. Комплектование наддолотной части КНБК из указанных элементов выполняется согласно инструкциям ВНИИБТ.*

* 1. Министерство нефтяной промышленности. Временная инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин: Утв. 14.08.74/ Миннефтепром. - М.: Б.и., 1975. - 48 с. - В надзаг. ... ВНИИ буровой техники.

2. РД 39-2-810-83. Инструкция по бурению малонаклонных направленных скважин. - Введ. 01.08.83; Срок действия до 01.08.88. - М.: Б.и., 1983. - В надзаг.: ВНИИ буровой техники.

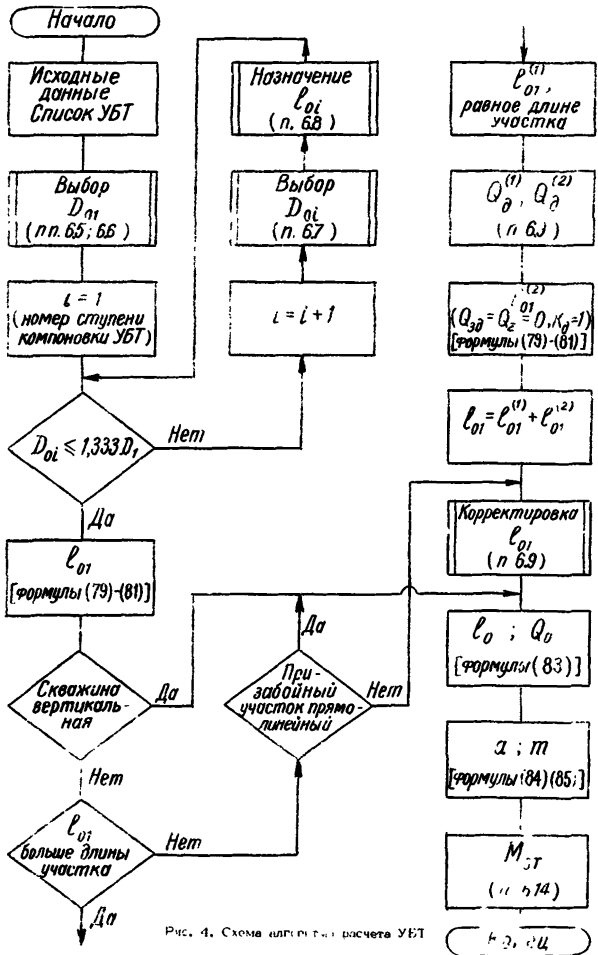


Рис. 4. Схема алгоритма расчета УЕТ

6.3. Исходные данные для расчета компоновки УБТ следующие: способ бурения, тип и диаметр долота, масса и длина элементов КНБК (кроме УБТ), осевая нагрузка на долото, диаметр I-й над УБТ секции бурильных труб, диаметр и толщина стенки обсадной колонны, под которую ведется бурение, парк УБТ (трубы, из которых может быть произведен выбор состава компоновки).

6.4. В общем случае компоновка УБТ состоит из нескольких ступеней с диаметрами, уменьшающимися по направлению от долота к колонне бурильных труб. Первая (основная) ступень главным образом предназначена для создания основной части нагрузки на долото и должна удовлетворять тресованию по гидравлике (п. 6.5) и жесткости на изгиб (п. 6.6). Последующие ступени обеспечивают плавный переход по жесткости от основной ступени УБТ к колонне бурильных труб (п. 6.7).

6.5. Наружный диаметр основной ступени D_{01} должен соответствовать диаметру долота D_d (или диаметру расширителя) (табл. 3), наружному диаметру и толщине стенки обсадной колонны, под которую ведется бурение (п. 6.6) (требования по гидравлике и жесткости).

Примечание. Можно пользоваться также следующими приближенными соотношениями, полученными на основе данных табл. 3:

- для долот диаметром $D_d \leq 295,3$ мм выбираются УБТ с диаметрами, ближайшими значениям $0,85 D_d$ для нормальных и $0,75 D_d$ для осложненных условий бурения;

- для долот диаметром $D_d > 295,3$ мм выбираются УБТ с диаметрами, ближайшими соответственно значениям $0,75 D_d$ и $0,65 D_d$

При бурении скважин в осложненных условиях долотами диаметром больше 269,9 мм допускается применение УБТ ближайшего меньшего по отношению к указанному в табл. 3 диаметра.

При бурении забойными двигателями диаметр основной ступени УБТ не должен превышать диаметра турбобура (электробура).

6.6. Выбираемые с использованием табл. 3 или указанных в примечании соотношений УБТ I-й ступени должны удовлетворять требованию минимальной жесткости, а именно: во всех случаях жесткость на изгиб основной ступени УБТ (индекс 01) должна быть не меньше жесткости обсадной колонны (0К), под которую ведется бурение, то есть

$$(E\gamma)_{01} \geq (E\gamma)_{0K} \quad (77)$$

или при $E_{01} = E_{0K}$

Таблица 3

Соотношения диаметров долот и УБТ, мм

Долота	У Б Т	
	отечественные	импортные
120,6	95 89	-
139,7; 145	114; 120 108	120,6 104,8
151	120; 133 108; 114	120,6; 127,0 104,8
165,1	133; 146 120	127,0 120,6
190,5	159 146	158,8 152,4
215,9	178 159	171,5; 177,8 158,8; 165,1; 171,5
244,5	203 178	196,8; 203,2 184,2; 196,8
269,9	219; 229 203	209,6; 228,6 203,2; 209,6
295,3; 320	229; 245; 254 219; 229	228,6; 241,3; 247,6 228,6
349,2	245; 254 229; 245	247,6; 254,0 228,6; 241,3
393,7 и больше	273; 299 254; 273	279,4 254,0

Примечание. В таблице приведены рекомендуемые соотношения диаметров долот и УБТ для нормальных (верхняя строчка) и осложненных (нижняя строчка) условий бурения.

$$\frac{D_{01}}{D_{0K}} \geq \sqrt[4]{\frac{1 - [(D_{0K} - 2\delta_{0K}) / D_{0K}]^4}{1 - (d_{01} / D_{01})^4}}, \quad (78)$$

где D_{01}, d_{01} - наружный и внутренний диаметры I-й (основной) ступени УБТ;

D_{0K}, δ_{0K} - наружный диаметр и толщина стенки ОК.

6.7. Для обеспечения плавного перехода по жесткости от УБТ к бурильным трубам компоновка УБТ в общем случае выполняется ступенчатой, при этом количество ступеней должно быть таким, чтобы при переходах к БТ и переходах между ступенями выполнялись условия

$$D_{0i} \leq 1,333 D_1;$$

$$0,75 D_{0(i-1)} \leq D_{0i} < D_{0(i-1)}, \quad i=2, n,$$

где D_1 - наружный диаметр бурильных труб I-й секции;

i - порядковый номер ступени компоновки УБТ (снизу вверх);

n - количество ступеней компоновки УБТ.

6.8. Длины дополнительных (переходных) ступеней УБТ l_{02}, l_{03} и т.д. могут равняться длине свечи или длине одной трубы.

6.9. Длину I-й (основной) ступени УБТ, m , для вертикального и наклонного участков вычисляют по формуле

$$l_{01} = \frac{1}{q_{01} \cos \alpha} \left[\frac{K_0 Q_0}{1 - \gamma_{0K} / \gamma_0} - (Q_{30} + Q_{\Sigma} + \sum_{i=2}^n q_{0i} l_{0i}) \cos \alpha \right], \quad (79)$$

где $q_{0i} (i=1, n)$ - приведенный вес I м длины i -й секции УБТ, Н (кгс);

α - угол наклона профиля скважины на участке расположения КНБК. Для вертикального участка $\alpha = 0$;

K_0 - коэффициент нагрузки на долото, $K_0 = 1,175$;

Q_0 - необходимая нагрузка на долото, Н (кгс);

γ_0 - плотность (удельный вес) УБТ, г/см³ (гс/см³);

Q_{30} - вес забойного двигателя, Н (кгс);

Q_{Σ} - суммарный вес всех элементов КНБК за исключением забойного двигателя и УБТ, Н (кгс);

$l_{0i} (i=2, n)$ - длина i -й переходной ступени УБТ, м.

Для искривленного участка в первом приближении

$$l_{01} = 0,01745R \left| \alpha_{01}^H - \alpha_{01}^K \right| ; \quad (80)$$

$$\alpha_{01}^H = \arcsin \left\{ \frac{\sin \alpha_{01}^K \pm K_2 Q_0 / (1 - \gamma_{жс} / \gamma_0) - (G_{30} + G_z) \cos \alpha_{cp}}{q_{01} R} \right\} ; \quad (81)$$

где $\alpha_{01}^H; \alpha_{01}^K$ - углы наклона профиля скважины в начальной и конечной точках расположения основной ступени УБГ;
 α_{cp} - средний угол наклона профиля на участке расположения забойного двигателя и специальных элементов компоновки КНБК.

Так как в формуле (81) не учитывается наличие переходных ступеней, если они имеются (п.п. 6.7, 6.8), найденное значение l_{01} корректируется путем замены переходными ступенями примерно равной по массе (весу) части основной ступени в верхней части компоновки УБГ.

В формуле (81) знак минус принимается для случая набора, плюс - спада зенитного угла. Значение выражения в фигурных скобках должно составлять от 0 до 1,0. Кроме того, α_{01}^H должно быть больше или равно α^H при наборе и α_{01}^H должно быть меньше или равно α^H при спаде угла профиля, где α^H - угол наклона профиля в начале искривленного участка.

Если указанные условия не выполняются, это означает, что основная ступень УБГ выходит за пределы искривленного участка. В таком случае принимается $\alpha_{01}^H = \alpha^H$, по формуле (80) находят часть длины $l_{01}^{(1)}$ основной ступени УБГ, располагающейся на искривленном участке, и по формуле

$$Q_0^{(1)} = \left\{ q_{01} R \left| \sin \alpha_{01}^K - \sin \alpha_{01}^H \right| + (G_{30} + G_z) \cos \alpha_{cp} \right\} (1 - \gamma_{жс} / \gamma_0)$$

вычисляют создаваемую за счет этой длины УБГ (а также забойного двигателя и других элементов КНБК) часть осевой нагрузки на долото. Недостающая часть нагрузки

$$Q_0^{(2)} = K_2 Q_0 - Q_0^{(1)}$$

создается за счет дополнительной длины основной ступени УБГ $l_{01}^{(2)}$ на вышерасположенном участке, которую рассчитывают в зависимости от вида участка по формулам (79) или (80), (81), при этом принимают $\gamma_{30} = 0$; $G_z = 0$; $K_2 = 1,0$. Общая длина основной ступени УБГ в

этом случае $l_{01} = l_{01}^{(1)} + l_{01}^{(2)}$.

Аналогично производят расчет дополнения основной ступени УБТ на вертикальном или наклонно направленном участках, если найденное по формуле (79) значение превышает длину призабойного участка. В этом случае

$$Q_0^{(1)} = [q_{01} l_{01}^{(1)} + (Q_{30} + Q_z)] \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_0}\right) \cos \alpha,$$

а недостающая часть осевой нагрузки $Q_0^{(2)}$ создается за счет дополнительной длины $l_{01}^{(2)}$ на вышерасположенном участке.

Примечания:

1. При проектировании многоступенчатой компоновки УБТ для нормальных условий бурения рекомендуется выполнять условие $l_{01}/l_0 \geq 0,5$.

2. Приближенный расчет длины основной ступени УБТ допускается производить без учета характера профиля призабойных участков по формуле

$$l_{01} = \left[\frac{K_0 Q_0}{1 - \gamma_{жс}/\gamma_0} - (Q_{30} + Q_z + \sum_{i=2}^n q_{0i} l_{0i}) \right] / q_{01}. \quad (82)$$

3. При бурении забойными двигателями в некоторых случаях, когда это оправдано технико-экономическими показателями бурения, а также безаварийной работой инструмента, допускается уменьшать длину компоновки УБТ при условии, если это предусмотрено технологическими инструкциями и указано в задании на проектирование скважины.

4. Используемое в п. 6.9 понятие дополнительной длины $l_{01}^{(2)}$ основной ступени УБТ является условным, так как величина $l_{01}^{(2)}$ может быть совмеримой с $l_{01}^{(1)}$ или даже существенно превышающей последнее.

6.10. При роторном способе бурения с частотой вращения колонны $n \geq 85$ об/мин рекомендуется применять только УБТС.

6.11. Вес всей компоновки УБТ и ее общая длина

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n q_{0i} l_{0i}; \quad l_0 = \sum_{i=1}^n l_{0i}, \quad (83)$$

где n - общее число ступеней УБТ.

6.12. Если нагрузка на долото $Q_0 > 1,94 \sqrt{(E\gamma)_{01} q_{01}^2}$, то для ограничения прогибов и площади контакта УБТ со стенками скважины рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения (например, квадратные, спиральные). Наибольшие поперечные размеры промежуточных опор для некоторых размеров долот приведены в табл. 4.

Таблица 4

Соотношения размеров валов и промежуточных опор

Диаметр долота, мм	Наибольший поперечный размер опоры, мм	Диаметр долота, мм	Наибольший поперечный размер опоры, мм
139,7; 145	133	215,9	203
151	143	244,5	230
165,1	153	269,9	255
190,5	181		

Необходимое расстояние между промежуточными опорами находят из зависимости

$$a = K_0 L_0, \quad (84)$$

где K_0 - коэффициент, зависящий от жесткости промежуточных опор и УБТ. Принимают $K_0 = 1,25$ для УБТ диаметром $D_0 < 159$ мм и $K_0 = 1,52$ для $D_0 \geq 159$ мм;

L_0 - длина валушины УБТ вращающейся колонны. Определяют по формулам (31), (32) или (33), (35).

Рекомендуемые расстояния между промежуточными опорами на основной ступени УБТ при различных частотах вращения колонны приведены в табл. 5.

Количество промежуточных опор $m = L_0/a$ и должно быть не меньше двух.

6.13. Резьбовые соединения УБТ должны быть свинчены крутящими моментами (моментами затяжки) M_{3T} , значения которых приведены в приложении 19. Рекомендуемые значения M_{3T} для каждого типоразмера трубы соответствуют:

первое (меньшее) значение - условие достижения наибольшего предела выносливости соединения при квазистатическом характере изгиба и вращения УБТ. Напряжение затяжки σ_{3T} в опасном сечении ниппеля составляет при этом 0,3-0,4 от предела текучести материала σ_{T1} (по данным ВНИИБТ);

второе (большее) значение - условие предотвращения раскрепления соединения и последующей поломки от вибрационных нагрузок, при этом $\sigma_{3T} = 0,6 \sigma_{T1}$. Верхнее значение M_{3T} следует использовать

Таблица 5

Расстояние между промежуточными опорами $a, м$

Диаметры УБТ, мм		Масса (вес) I и УБТ, кг (кге)	Частота вращения колонны, об/мин			
наружный	внутренний		50	90	120	150
73	35	25,3	17,5	13,0	11,3	10,1
89	51	32,8	19,7	14,7	12,7	11,4
95	32	49,3	19,5	14,5	12,6	11,2
108	56	52,6	21,4	16,0	13,8	12,4
114	45	67,6	21,5	16,0	13,9	12,4
120	64	63,5	22,7	16,9	14,6	13,1
133	64	83,8	23,6	17,6	15,2	13,6
146	68	102,9	24,7	18,4	15,9	14,2
146	74	97,7	24,9	18,5	16,0	14,4
159	80	116,4	31,5	23,5	20,3	18,2
178	80	155,9	33,0	24,6	21,3	19,1
178	90	145,4	33,4	24,9	21,5	19,3
203	80	214,6	34,9	26,0	22,5	20,1
203	100	192,4	35,5	26,5	22,9	20,5
219	112	218,4	37,0	27,6	23,9	21,4
229	90	273,4	37,0	27,6	23,9	21,4
245	135	257,7	39,5	29,4	25,5	22,8
254	100	336,1	39,0	29,1	25,2	22,5
273	100	397,8	40,3	30,0	26,0	23,2
299	100	489,5	41,9	31,3	27,1	24,2

Примечания.

1. В компоновки УБТ диаметром более 203 мм промежуточные опоры можно не устанавливать.

2. Расстояние между опорами может быть увеличено не более чем на 10%.

3. Расстояние между опорами при бурении забойными двигателями принимается по табл. 5 для $n = 50$ об/мин.

4. Численные значения массы (СИ) и веса (техническая система единиц) совпадают.

только в условиях появления раскрепленных соединений, при этом допускаемым для использования является весь диапазон M_{37} от нижнего до верхнего значения. Коэффициенты трения, принятые в приложении I9, соответствуют смазкам, указанным в примечании 2 к п. 5.3.

7. РАСЧЕТ КОЛОНН БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

7.1. Методики проекторочного и проверочного расчетов буряльных колонн, излагаемые ниже, распространяются на колонны, составленные из новых (I класс) и частично изношенных (II, III классы) буряльных труб. В случае использования БТ II и III классов должны быть изменены по сравнению с I классом только значения несущей способности труб (приложения 4, 5, 6, I6, I7) при сохранении тех же значений массовых (взвешив) характеристик и нормативных запасов прочности.

Классы отечественных и импортных стальных буряльных труб по износу устанавливаются в соответствии с РД 39-2-961-83.²

Алюминиевые буряльные трубы классифицируются по износу в соответствии с РД 39-2-162-79.³

Проектирование БТ для группы смежных технологических операций

7.2. Проекторочный расчет колонн буряльных труб заключается в выборе рациональных вариантов из множества допустимых компоновок. Понятие рациональности БК не является общим и устанавливается на основании критериев, выработанных практикой проектирования в конкретном регионе.

Общая схема алгоритма построения буряльных колонн для всего цикла проводки скважины или выполнения ряда смежных технологических операций представлена на рис. 5 и описывается ниже.

7.3. В начале процесса проектирования формируют (перечисляют в порядке очередности в цикле строительства скважины - ЦСС) техноло-

² РД 39-2-961-83. Инструкция по эксплуатации буряльных труб. - Введ. 01.03.84. - Куйбышев: Б.л., 1984. - 151 с. - В надзаг.: М-во нефт. пром-сти, ВНИИ разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб.

³ РД 39-2-162-79. Инструкция по эксплуатации буряльных труб из алюминиевых сплавов. - Введ. 01.10.79. - Куйбышев: Б.л., 1980. - 75 с. - В надзаг.: М-во нефт. пром-сти, ВНИИ разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб.

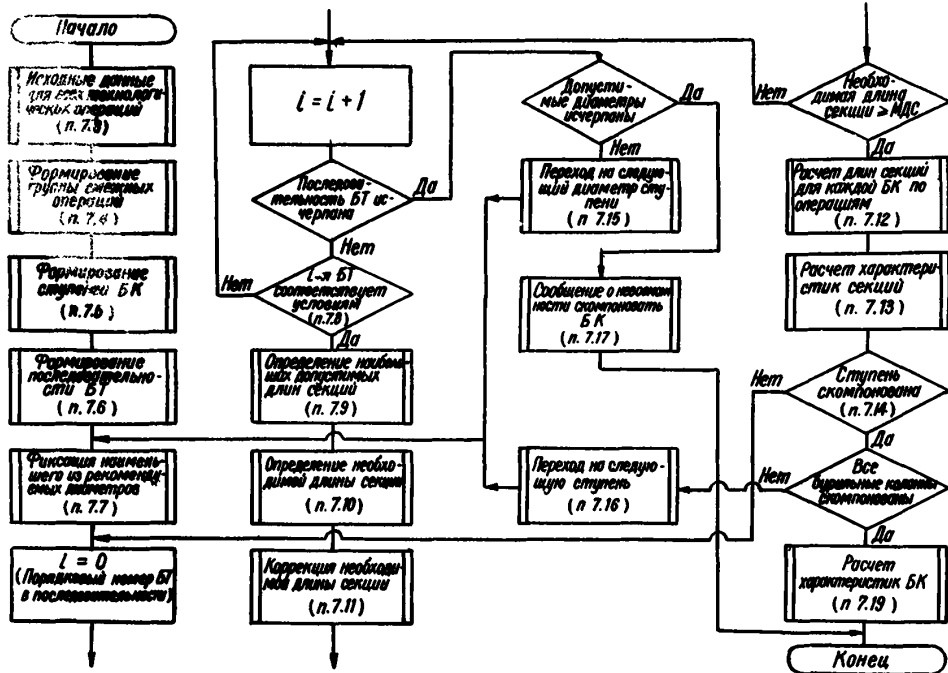


Рис. 5. Схема алгоритма проектировочного расчета колоны буровых труб

гические операции, выполняемые с использованием бурильных труб, описывают в соответствии с ГИ исходные данные для проведения каждой операции.

7.4. Выделяют часть (группу) операций (в порядке очередности в ЦСС), для которых предполагается спроектировать бурильные колонны, удовлетворяющие требованиям минимальной замены бурильных труб при переходе от одной технологической операции к другой.

В частности, рекомендуется операции расширения, проработка, калибровка, отбор керна, разбуривание (за исключением разбуривания цемента внутри эксплуатационной колонны) объединять в одну группу с операцией бурения для соответствующего интервала скважины. Операция спуск частей обсадных колонн на бурильных трубах может быть объединена в одну группу с предыдущими операциями, но может рассматриваться и отдельно.

7.5. С целью обеспечения оптимальных гидравлических соотношений (табл. I, п. 3.4I) для каждой технологической операции в соответствии с внутренним диаметром скважины формируют ступени бурильных колонн (определяют их длины, значения всех подходящих наружных диаметров труб). При этом предусматривают интервалы перекрытия переходов от одного диаметра скважины к другому (п. 3.39) ступенями БК.

7.6. В зависимости от конструкции скважины (п. 7.5), способа и условий бурения, с учетом приоритета труб (прямой или приоритетный перечень типов труб: ТБВ, ТЕН, ТБНВ, ТЕНК, ТБК, ТБК, АВТ, импортные бурильные трубы ИУ, ИБУ, ИУ) и их наличия производят выбор типоразмеров БТ, предназначенных для проектирования бурильных колонн.

Бурильные трубы, которые предполагается использовать, располагают в определенном порядке: при их последовательном переборе производится построение бурильных колонн, удовлетворяющих выбранному критерию оптимальности или выбранной цели проектирования.

В качестве предпочтительной (но не единственной) может быть принята цель обеспечить минимальную массу комплекта бурильных труб, необходимых для проводки скважины или ее части, при максимальном использовании труб возможно более низкого уровня прочности и наименьшей замене труб при переходе от одной технологической операции к другой. Для достижения указанной цели бурильные трубы должны быть расположены в такой последовательности:

- по типам БТ - в зависимости от способа бурения в соответствии с приоритетным списком;
- внутри каждого типа - по возрастанию наружного диаметра;
- внутри группы БТ с одним диаметром - по возрастанию толщины стенки;

- внутри группы БТ с одной толщиной стенки - по возрастанию группы прочности материала;
- внутри каждой группы прочности БТ - по возрастанию наружного диаметра замкового соединения.

7.7. Из всех рекомендуемых наружных диаметров бурильных труб для выделенной группы технологических операций фиксируется наименьший диаметр и те операции, в которых предполагается использовать трубы с этим значением диаметра.

7.8. Производится перебор и проверка подготовленной последовательности труб на соответствие:

- наружного диаметра тела трубы зафиксированному по п. 7.7 значению;
- наружного диаметра замкового соединения внутренним диаметром соответствующих ступеней скважины;
- комплекса параметров трубы (группа прочности, толщина стенки, радиус вынослivosti) рекомендациям п. 3.38 - для нижней (над УБГ) секции КБТ;

расчетных значений запасов прочности по усталости (для операций вращением бурильной колонны - пп. 3.23, 3.24, 3.26, 3.27, 4.3) нормативным значениям;

- допускаемых избыточных наружного и внутреннего давлений на тело трубы (пп. 3.29, 3.30, 4.5) ожидаемым фактическим значениям давлений.

Перебор последовательности труб продолжается до нахождения первой БТ, соответствующей всем перечисленным требованиям.

7.9. В соответствии с пп. 3.31-3.40 для каждой операции определяют наибольшие допустимые длины секций бурильных труб выбранных типоразмеров.

10. Определяют необходимую длину секции бурильных труб выбранного типоразмера, которая дает возможность компоновать бурильные колонны для всех технологических операций с минимальной заменой труб.

Для этого при найденных в предыдущем пункте наибольших допустимых длинах секций труб находят наибольшие для всех операций расстояния верхнего и нижнего сечения секции из рассматриваемых труб от устья скважины. Разность этих расстояний определяет необходимую (обеспечивающую минимальную замену труб при переходах от операции к операции) длину секций рассматриваемых БТ.

В случае проектирования БК для отдельной технологической опе-

рации необходимая длина секции равна ее наибольшей допускаемой длине.

7.11. Необходимую длину секции проверяют на выполнение технологических ограничений по минимально (МДС) и максимально допустимой длинам секций (п. 3.40).

7.12. Производит компоновку буровых колонн для всех фиксированных в п. 7.4 технологических операций. При этом за длину секции выбранных труб для каждой операции принимает меньшее значение из наибольшей допустимой (п. 7.9) и необходимой (п. 7.10) длины. В том случае, если указанное значение длины секции превышает величину, необходимую для формирования ступени БК для какой-либо операции, производит соответствующее (с учетом длины переходного участка) уменьшение длины проектируемой секции.

7.13. После окончательного выбора длин секций данного типоразмера буровых труб определяет такие характеристики, как масса секции, нарастающая масса колонны, фактические значения запасов статической прочности и прочности по усталости.

7.14. В том случае, если хотя бы для одной технологической операции ступень БК скомпонована не полностью, для недостающей части ступени снова производит полный перебор последовательности буровых труб.

7.15. Если последовательность буровых труб данного диаметра исчерпана и остались нескомплектованными ступени БК для каких-либо технологических операций, производит переход на следующий (большой) разрешенный диаметр буровых труб. Для этого рассмотренный диаметр исключается из списка и повторяется процедура выбора параметров по пп. 7.7-7.13.

7.16. Если при данном значении диаметра буровых труб соответствующие ступени буровых колонн для всех фиксированных операций скомпонованы, производится переход на следующий (меньший из оставшихся) диаметр буровых труб и в соответствии с пп. 7.7-7.15 выполняется компоновка новых ступеней БК.

Так продолжается до тех пор, пока не будут скомпонованы все буровые колонны или же пока не окажется, что сделать это из заданного списка буровых труб не представляется возможным.

7.17. Если из заданной последовательности труб не удастся скомпоновать все буровые колонны, необходимо проанализировать ситуацию и выработать одно из следующих мероприятий (или их совокупность):

- расширить список буровых труб, в том числе использовать

АБТ и импортные буровые трубы, если их не было в списке;

- снизить частоту вращения БК;
- отказаться от роторного способа бурения;
- уменьшить массу КНБК и соответственно нагрузку на долото

(при бурении забойными двигателями часть нагрузки может быть создана буровыми трубами);

- уменьшить диаметры буровых колонн ниже рекомендуемых

п. 3.4I значений;

- изменить по возможности конструкцию скважины (в установленном порядке);
- частично изменить профиль наклонно направленной скважины (в установленном порядке) - уменьшить интенсивность набора (или спада) угла профиля или увеличить радиус кривизны искривленного участка;
- перейти на раздельное проектирование буровых колонн для каждой операции или части операций;
- переосмотреть размеры частей обсадных колонн, спускаемых на буровых трубах и др.

7.18. Проектирование буровой колонны для отдельной технологической операции, выполняемое при необходимости автономно (т.е. вне связи с другими операциями), осуществляют по описанному алгоритму как частный случай проектирования БК при числе операций, равном единице.

7.19. После окончания проектного расчета каждой буровой колонны рассчитывают ее массу, моменты затяжки замковых соединений БГ (п. 5.3) и УБГ (п. 6.13), наибольшую допускаемую глубину спуска колонны на кляньях. Все выходные результаты представляются в виде табл. 8.5, 8.6, 8.7 согласно РД 39-2-262-79.*

Примечание. На основе описанного алгоритма проектного расчета во ВНИИнефть разработана программа для ЕС ЭВМ расчета буровых колонн, включенная в состав первой очереди отраслевой системы САИРбурение.

Проверочный расчет буровой колонны

7.20. Целью расчета является проверка выполнения условий ста-

* РД 39-2-262-79. Макет технического проекта строительства нефтяных и газовых скважин. - Введ. 01.01.80; Срок действия до 01.01.85. - М.: Б.и., 1980. - 72 с. - В назг.: М-во нефт. пром-сти, ВНИИ разработки и эксплуатации нефтепромысловых скваж.

тической прочности и прочности по усталости (при роторном способе бурения) буровой колонны, гидравлических и технологических требований к ее конструкции в следующих основных случаях:

- фактические условия бурения (исходные данные) отличаются от предполагавшихся при проектировании;
- по каким-либо причинам БК спроектирована с отступлением от методики, изложенной в настоящей инструкции (п. 7.2-7.19);
- при анализе аварийных ситуаций.

7.21. Особенность проверочного расчета состоит в том, что во многих случаях он может выполняться с использованием фактических данных о конструкции скважины, условиях бурения, действующих нагрузках, геометрических параметрах труб, механических свойствах материалов.

7.22. При проведении проверочного расчета на прочность определяют:

- осевые нагрузки от растяжения колонны;
- изгибающие моменты от потери устойчивости прямолинейной формы или от кривизны скважины;
- крутящие моменты от вращения колонны и работы долота;
- нормальные и касательные напряжения, соответствующие указанным нагрузкам;
- условия статической прочности (п. 4.1, 4.2) и прочности по усталости (п. 4.3).

Дополнительно производят расчет буровых труб на наружное и внутреннее давления, определяют допустимые глубины спуска колонн с использованием клинового захвата.

7.23. Расчет БК может производиться для следующих основных расчетных случаев:

- процесс бурения;
- отрыв долота от забоя при вращающейся колонне (если используется роторный способ бурения);
- процесс подъема БК (для наклонно направленных скважин).

Для оценки статической прочности буровой колонны допускается из двух первых расчетных случаев рассматривать только второй, соответствующий, как правило, более высокому уровню нагруженности колонны. Расчет на сопротивление усталости выполняют при роторном бурении для процесса бурения.

7.24. Статическую прочность БК для вертикальной скважины рассчитывают следующим образом:

- на осевое растяжение - п. 3.6, 3.7 (отрыв долота от забоя), 3.12 (бурение);

- на кручение - шп. 3.15, 3.16 (для случая отрыва донота от забоя $N_0 = 0$), 3.18, 3.19;

- на изгиб - шп. 3.20, 3.21 (при наличии локального искривления), 3.22, 3.25, 3.26.

Расчету подлежат верхние сечения секций КБТ, а также верхние сечения частей секций, оказывавшихся в процессе углубления на участках непланового локального искривления.

7.25. Для наклонно направленной скважины при расчете БК на статическую прочность осевые растягивающие нагрузки и напряжения определяют по двум расчетным схемам:

1) каждая секция находится под действием веса расположенной ниже части колонны и сил сопротивления ее движению на искривленных и наклонных участках;

2) каждая секция находится только под действием веса расположенной ниже части колонны (предполагается, что скважина вертикальная, колонна распрямлена по ее оси).

По первой схеме расчет производят по шп. 3.8, 3.9 (отрыв донота от забоя); 3.12, 3.9 (бурение, при этом принимается $\mu = 0$), 3.10, 3.9 (подъем БК). Расчету подлежат верхние сечения секций и сечения в верхних точках участков искривления.

По второй схеме расчет производят для верхних сечений секций по шп. 3.6, 3.7 (отрыв донота от забоя), 3.12 (бурение).

Большее из напряжений, полученных по схемам 1 и 2, принимается за расчетное. Коэффициенты запаса прочности в обоих случаях берутся одинаковыми, соответствующими случаям наклонно направленной скважины.

На кручение расчет БК производится по шп. 3.15-3.19, на изгиб по шп. 3.20-3.22. При этом предполагается, что на искривленных участках радиус кривизны изогнутой оси колонны равен радиусу кривизны скважины [формула (28)], а на вертикальных, а также наклонных участках он обусловлен потерей прямолинейной формы устойчивости [формула (29)].

Разделение этих случаев может производиться с учетом и. 3.26.

7.26. Замковые соединения буровых труб каждой секции КБТ проверяют на выполнение условий по допускаемым нагрузкам и моментам свинчивания (затяжки) согласно разделу 5.

7.27. При бурении скважины с плавучих средств дополнительно к шп. 7.24, 7.25 по формулам (39), (40), (27) рассчитывают изгибные моменты и напряжения изгиба в БК у устья скважины (на судне) и у дна акватории. Расчету подлежат верхние сечения секций или их частей, оказывавшихся в процессе углубления у устья или дна.

7.28. Трубы нижней секции БК рассчитывают на избыточное наружное и внутреннее давления. Расчет производят в соответствии с пп. 3.29, 3.30, при этом условия прочности проверяют согласно п. 4.5.

7.29. Расчеты на сопротивление усталости в вертикальной скважине проводят:

- нижние сечения всех секций;
- нижние сечения частей секций, работающих в процессе углубления в местах расширения скважины;
- верхние сечения секций или их частей, работающих в процессе углубления на участках непланового искривления скважины.

Рассчитывают напряжения:

- от растяжения (сжатия) - пп. 3.12, (3.13), 3.7;
- от кручения - пп. 3.15, 3.16, 3.18, 3.19;
- от изгиба - пп. 3.20-3.24, 3.26.

7.30. Буряльные трубы, работающие в процессе углубления на искривленных, а также на вертикальных и наклонных участках наклонно направленных скважин, рассчитывают на сопротивление усталости, причем для последних остается справедливыми те же положения, что и для вертикальной скважины (п. 7.29). На искривленных участках расчету подлежат:

- верхние сечения секций;
- сечения БК в верхних точках участков искривления.

Рассчитывают напряжения:

- от растяжения (сжатия) - пп. 3.12, (3.13), 3.7;
- от кручения - пп. 3.15-3.19;
- от изгиба - пп. 3.20, 3.21, 3.24, 3.26.

7.31. При расчете на усталостную прочность БК для случая бурения скважин с плавучих средств дополнительно к пп. 7.29, 7.30 по формулам (39), (40), (27) определяют возникающие в процессе углубления изгибающие моменты и напряжения в верхних сечениях секций или их частей у устья скважины на судне и у дна акватории, при этом временные напряжения от изгиба $G_a = G_n$, постоянные $G_m = 0$.

7.32. Проверяют выполнение рекомендации п. 3.38 об установке над УБТ переходной по жесткости секции $l_1 \geq 250-300$ м с повышенным сопротивлением усталости (для роторного способа бурения).

7.33. Производят проверку выполнения требований к размерам КБТ:

- по гидравлическим условиям - согласно пп. 3.41, 3.39;
- по технологическим требованиям - согласно п. 3.40.

7.34. Проверяют выполнение комплекса требований к монтажу УБТ согласно разделу 7 (обеспечение нагрузки на долото, необходимой изгибной жесткости, создание оптимальных гидравлических условий, достаточной плавности переходов между ступенями УБТ и между УБТ и КБТ, крутящих моментов свинчивания).

7.35. Для каждой секции КБТ рассчитывают (при необходимости) допустимую глубину спуска колонны с использованием кинематического за-
вата. Расчет выполняют согласно п. 3.36.

7.36. Расчет буровых труб, используемых для спуска частей обсадных колонн, выполняют в соответствии с пп. 3.14, 4.2.

Для технологических операций отбор керна, расширения, проработка, калибровка расчет БК проводят так же, как для операции бурения.

8. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА

П Р И М Е Р I

Выполнить проекторочный расчет буровых колонн для двух смежных операций бурения вертикальной скважины с наименьшей заменой буровых труб.

Расчет проведем в соответствии с разделом 7 и схемой алгоритма проекторочного расчета колонны буровых труб (см. рис. 5).

Исходные данные

Показатель	Технологическая операция	
	1	2
Вид технологической операции	Бурение	Бурение
Интервал, м	2600-4500	4500-5000
К началу проведения операции скучена обсадная колонна диаметром, мм	426	324
Бурение ведется под промежуточную колонку диаметром, мм	324	245
Способ бурения	Роторный	Роторный
Частота вращения колонны, об/мин	60	60
Диаметр долота, мм ¹	393,7	295,3
Плотность бурового раствора, г/см ³	1,7	1,4
Нагрузка на долоте, тс	20,0	8,0
Давление бурового раствора, кгс/мм ²	2,50	2,50
Перепад давления на долоте, кгс/мм ²	1,00	0,03
Условия бурения	Нормальные	Осложненные

Примечание. Для обеих операций используется клиновой захват ПКР-560 с длиной клина 400 мм.

Расчет УБТ

Расчет производится в соответствии с разделом 6. Необходимо определить типы утяжеленных буровых труб и длины ступеней компоновки УБТ.

Операция I

Согласно п. 6.5 для несложившихся условий бурения выбираем по табл. 3 для I-й (основной) ступени УБТС.2 с наружным диаметром $D_{01} = 273$ мм (внутренний диаметр 100 мм, вес I м 397,8 кгс). По п. 6.6 эти трубы имеют необходимую жесткость при бурении под промежуточную колонну диаметром 324 мм: при толщине стенки ОК 10 мм согласно формуле (78) имеем

$$D_{01} / D_{0k} = 0,843 > 0,692.$$

Диаметр нижней секции буровой колонны согласно табл. I необходимо принять равным 140 мм. По п. 6.7 диаметр УБТ, расположенных перед буровыми трубами, должен удовлетворять условию $D_{0n} \leq 186,3$ мм, поэтому компоновка УБТ должна быть ступенчатой, состоящей из труб нескольких диаметров, уменьшающихся по направлению к буровым трубам. Диаметр 2-й ступени УБТ (в мм) должен составлять

$$204,8 \leq D_{02} < 273.$$

Этому условию соответствует УБТС.2 с наружным диаметром 229 мм (внутренний диаметр 90 мм, вес I м 273,4 кгс). Диаметр УБТ 3-й ступени (в мм) должен составлять

$$171,8 \leq D_{03} < 229.$$

Этому условию соответствует УБТС.2 диаметром 178 мм (внутренний диаметр 80 мм, вес I м 155,9 кгс), причем они обеспечивают плавный переход от УБТ к колонне буровых труб. В связи с этим данная ступень является последней в компоновке УБТ.

Выбираем длины переходных ступеней (п. 6.8) равными 25 м и вычисляем длину основной ступени УБТ по формуле (79):

$$l_{01} = \left\{ \frac{1}{397,8} \left[\frac{1,175 \cdot 20000}{1 - 1,7/7,85} - (273,4 \cdot 25 + 155,9 \cdot 25) \right] \right\} \text{ м} = 48,4 \text{ м}.$$

Окончательно принимаем $l_{01} = 50$ м.

Общий вес компоновки УБТ (п. 6.11)

$$Q_0 = (397,8 \cdot 50 + 273,4 \cdot 25 + 155,9 \cdot 25) \text{ кгс} = 30623 \text{ кгс}.$$

Общая длина

$$l_0 = (50 + 25 + 25) \text{ м} = 100 \text{ м}.$$

Рассчитываем (п. 6.12) необходимое число промежуточных свор и расстояние между ними для основной ступени по следующим формулам:

$$(33): l_w = \left(0,970 \cdot 60 \sqrt{\frac{26775}{397,8}} \right) \text{ м} = 477,5 \text{ м};$$

(35): $L_0 = 24,2$ м;

(84): $\alpha = (1,52 \cdot 24,2)$ м = 36,8 м;

(85): $m = 2$.

При этом еще одна опора должна быть установлена между 2-й и 3-й ступенями УБГ.

Моменты затяжки (п. 6.13) принятых УБГ при $G_{77} = 65$ кгс/мм² и $\mu' = 0,13$ (графитовая смазка) следующие (приложение I9):

Диаметр УБГС.2, мм	M_{77} , кгс·м
273	9080-18500
229	5380-10880
178	3280-6500

Операция 2

По табл. 3 в случае бурения долотом диаметром 295,3 мм в осложненных условиях могут быть использованы утяжеленные буровые трубы диаметром 229 мм типа УБГС.2 (внутренний диаметр 90 мм, вес I м 273,4 кгс), удовлетворяющие требованию жесткости при бурении под промежуточную колонну диаметром 245 мм ($\delta_{ок} = 10$ мм):

$$D_{от} / D_{ок} = 0,937 > 0,738.$$

Для переходной ступени, как и при выполнении I-й технологической операции, используем УБГС.2-178 (внутренний диаметр 80 мм, вес I м 155,9 кгс), $l_{ок} = 25$ м, тогда

$$l_{от} = \left\{ \frac{I}{273,4} \left[\frac{I,175 \cdot 8000}{I-1,7/7,85} - 155,9 \cdot 25 \right] \right\} \text{ м} = 29,6 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем $l_{от} = 30$ м.

Общий вес компоновки УБГ

$$Q_0 = (273,4 \cdot 30 + 155,9 \cdot 25) \text{ кгс} = 12100 \text{ кгс.}$$

Общая длина

$$L_0 = (30 + 25) \text{ м} = 55 \text{ м.}$$

Число промежуточных опор $m = 2$.

Моменты затяжки УБГ те же, что и для операции I.

Расчет КБГ

В связи с тем, что для обеих операций в соответствии с табл. I могут быть использованы буровые трубы с наружным диаметром 140 мм, будем проектировать буровые колонны из труб одного диаметра

(140 мм), при этом будет обеспечена минимальная замена буровых труб.

Для компоновки буровых колонн будем использовать наиболее дешевые и распространенные трубы типа ТБВ (ГОСТ 631-75, тип I) диаметром 140 мм с толщинами стенок 9, 10, 11 мм, группы прочности Д, К, Е, И.

В соответствии с п. 7.6 сформируем последовательность труб.

Порядковый номер	Тип БТ	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала	Тип замкового соединения
1	ТБВ	139,7	9	Д	ЗВ-178
2	ТБВ	139,7	9	К	ЗВ-178
3	ТБВ	139,7	9	Е	ЗВ-178
4	ТБВ	139,7	9	И	ЗВ-178
5	ТБВ	139,7	10	Д	ЗВ-178
6	ТБВ	139,7	10	К	ЗВ-178
7	ТБВ	139,7	10	Е	ЗВ-178
8	ТБВ	139,7	10	И	ЗВ-178
9	ТБВ	139,7	11	Д	ЗВ-178
10	ТБВ	139,7	11	К	ЗВ-178
11	ТБВ	139,7	11	Е	ЗВ-178
12	ТБВ	139,7	11	И	ЗВ-178
13	ТБВК	139,7	11	Д	ЗВК-178

Примечания:

1. Ограничение на длину (250 м) существует только для комплекта труб №13 ТБВК. Эти трубы вводятся в колонну в соответствии с рекомендациями п. 3.38.

2. Минимально допустимую длину секции принимаем равной 500 м.

Диаметр буровых труб 140 мм является для данного примера наименьшим (и единственным) для всех технологических операций.

Начинаем перебор последовательности с буровой трубы под порядковым номером 1 (БТ №1).

Производим проверку соответствия этой БТ требованиям п. 7.8 для каждой технологической операции.

Устанавливаем следующее:

- наружный диаметр соответствует зафиксированным в п. 7.7 значениям;

- наружный диаметр замкового соединения (178 мм) не ограничивает применение данной трубы;

- БТ №1 не соответствует условиям операций 1 и 2 по п. 3.38 для компоновки I-й (над УБТ) секции КБТ.

Из представленной последовательности условиями п. 3.38 соответствует только БТ №13, которая удовлетворяет также требованиям п. 7.8, предъявляемым к наружным диаметрам тела трубы и замкового соединения.

Проверяем буровую трубу №13 на соответствие расчетных запасов прочности по усталости нормативным значениям для операции 1 по следующим формулам:

$$(33): \ell_{\alpha} = \left(0,970 \cdot 60 \sqrt{\frac{927,6}{40,0}} \right) \text{ м} = 280,3 \text{ м};$$

$$(35): \mathcal{L} = \mathcal{L}_0 = \left(\frac{66,408}{60} \sqrt{280,3} \right) \text{ м} = 18,53 \text{ м};$$

$$(36): f = \left(\frac{1,1 \cdot 393,7 - 178}{2} \right) \text{ мм} = 128 \text{ мм};$$

$$(29): R = \left(\frac{1000 \cdot 18,53^2}{\pi^2 \cdot 128} \right) \text{ м} = 272 \text{ м};$$

$$(26): M_H = \left(\frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 927,6}{100 \cdot 272} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 716 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): G_H = (716/132,8) \text{ кгс/мм}^2 = 5,40 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(37): G_m = 5,40 \text{ кгс/мм}^2; G_a = (5,40 \cdot 0,5) \text{ кгс/мм}^2 = 2,70 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(64): n = n_G = \frac{13,0}{2,70} \cdot \frac{1}{1 + \frac{13,0}{65,0} \cdot \frac{5,40}{2,70}} = 3,44,$$

что больше нормативного значения $n = 1,50$.

Аналогично для операции 2 получаем:

$$(37): G_m = 3,10 \text{ кгс/мм}^2; G_a = (3,10 \cdot 0,5) \text{ кгс/мм}^2 = 1,55 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(64): n = n_G = 4,93,$$

что больше нормативного значения.

Допускаемое избыточное внутреннее давление рассчитываем по формуле (43):

$$\rho_T = \left(0,875 \cdot 38,0 \frac{2 \cdot 11}{139,7} \right) \text{ кгс/мм}^2 = 5,23 \text{ кгс/мм}^2.$$

Проверяем условие прочности по формуле (67):

$$2,50 < 5,23/1,15 = 4,55.$$

Таким образом, буровая труба М3 удовлетворяет всем требованиям п. 7.8.

В связи с тем, что длина секции буровых труб М3 задана и равна 250 м, проверим эту секцию на статическую прочность в верхнем сечении для операции I по формулам

$$(4): G_{\text{нп}} = [30623 (1 - 1,7/7,85)] \text{ кгс} = 23991 \text{ кгс};$$

$$(3): G_{S_1} = [40,0 \cdot 250 (1 - 1,7/7,85)] \text{ кгс} = 7834 \text{ кгс};$$

$$(1): G_p = [1,15 (7834 + 23991) + 1,00 \cdot 10880] \text{ кгс} = 47479 \text{ кгс};$$

$$(2): G_p = (47479/4448) \text{ кгс/мм}^2 = 10,67 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(48): [G] = (38/1,4) \text{ кгс/мм}^2 = 27,14 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(61): G_p = (1,04 \cdot 10,67) \text{ кгс/мм}^2 = 11,10 \text{ кгс/мм}^2 < 27,14 \text{ кгс/мм}^2.$$

Аналогично для операции 2 получаем

$$(2): G_p = (21209/4448) \text{ кгс/мм}^2 = 4,77 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(48): [G] = (38/1,45) \text{ кгс/мм}^2 = 26,21 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(61): G_p = (1,04 \cdot 4,77) \text{ кгс/мм}^2 = 4,96 \text{ кгс/мм}^2 < 26,21 \text{ кгс/мм}^2.$$

Для компоновки 2-й секции рассмотрим буровую трубу М1. Эта труба соответствует всем технологическим операциям:

- по наружному диаметру тела трубы и замкового соединения;
- по избыточному внутреннему давлению.

По формулам (43) и (67) соответственно получаем:

$$\rho_T = \left(0,875 \cdot 38,0 \cdot \frac{2,5}{139,7} \right) \text{ кгс/мм}^2 = 4,28 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$2,5 < 4,28/1,15 = 3,72.$$

Заметим, что труба М1 имеет наименьшее допустимое внутреннее избыточное давление из всех труб, представленных для проектирования. В связи с тем, что это допустимое давление выше действующего давления и, кроме того, все остальные трубы соответствуют по диаметру тела и замкового соединения необходимым условиям, в дальнейшем расчете по п. 7.8 остается проверить трубы только на сопротивление усталости.

Для операции I

$$(33): \ell_w = (0,970 \cdot 60 \cdot \sqrt{792,8/33,8}) \text{ м} = 281,9 \text{ м};$$

$$(35): \mathcal{L}_o = [(66,408/60)\sqrt{281,9}] \text{ м} = 18,58 \text{ м};$$

$$(13): Q_p = \left[40,0 \cdot 250 \left(1 - \frac{1,7}{7,8} \right) \right] \text{ кгс} = 7834 \text{ кгс};$$

$$(30): \mathcal{L} = \left[18,58 \sqrt{1 + \left(\frac{7834}{33,8 \cdot 281,9} \right)^2 + \frac{7834}{33,8 \cdot 281,9}} \right] \text{ м} = 27,03 \text{ м}$$

$$(36): f = \left(\frac{1,1 \cdot 393,7 - 178}{2} \right) \text{ мм} = 128 \text{ мм};$$

$$(29): R = \left(\frac{1000 \cdot 27,03^2}{\mathcal{L}^2 \cdot 128} \right) \text{ м} = 578 \text{ м};$$

$$(26): M_M = \left(\frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 792,8}{100 \cdot 578} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 288 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): G_H = (288/156,6) \text{ кгс/мм}^2 = 1,84 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(37): G_m = 1,84 \text{ кгс/мм}^2; G_a = (1,84 \cdot 0,5) \text{ кгс/мм}^2 = 0,92 \text{ кгс/мм}^2$$

$$(2): G_p = (7834/5652) \text{ кгс/мм}^2 = 1,39 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(64): n = n_a = \frac{7,0}{0,92} \cdot \frac{1 - 1,39/65}{1 + (7/65) \cdot (1,84/0,92)} = 6,00,$$

что больше нормативного значения $n = 1,50$.

Аналогично для операции 2 получаем:

$$(13): Q_p = [40,0 \cdot 250 (1 - 1,4/7,85)] \text{ кгс} = 8217 \text{ кгс};$$

$$(30): \mathcal{L} = \left[18,58 \sqrt{1 + \left(\frac{8217}{33,8 \cdot 281,9} \right)^2 + \frac{8217}{33,8 \cdot 281,9}} \right] \text{ м} = 27,45 \text{ м}$$

$$(36): f = \left(\frac{1,1 \cdot 295,3 - 178}{2} \right) \text{ мм} = 73,4 \text{ мм};$$

$$(29): R = \left(\frac{1000 \cdot 27,45^2}{\mathcal{L}^2 \cdot 73,4} \right) \text{ м} = 1040 \text{ м};$$

$$(26): M_M = \left(\frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 792,8}{100 \cdot 1040} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 160 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): G_H = (160/156,6) \text{ кгс/мм}^2 = 1,02 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(37): G_m = 1,02 \text{ кгс/мм}^2; G_a = (1,02 \cdot 0,5) \text{ кгс/мм}^2 = 0,51 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(2): G_p = (8217/5652) \text{ кгс/мм}^2 = 1,45 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(64): n = n_a = \frac{7,0}{0,51} \cdot \frac{1 - 1,45/65}{1 + (7/65) \cdot (1,02/0,51)} = 11,04,$$

что больше нормативного значения.

Определяем наибольшую допустимую длину 2-й секции БТ №1 для операции 1. Длину секции определяем по формуле (44), используя следующие выражения:

$$(45): Q_{pmax} = \frac{(38 \cdot 3695)}{1,4} \text{ кгс} = 100293 \text{ кгс};$$

$$(3): Q_{БТ} = 7834 \text{ кгс};$$

$$(4): Q_{КН} = 23991 \text{ кгс};$$

$$l_2 = \left[\frac{100293/1,04 - 1,15 (7834 + 23991) - 1,0 \cdot 11632}{1,15 \cdot 33,8 (1 - 1,7/7,85)} \right] \text{ м} =$$

$$= 1580 \text{ м}.$$

Аналогично для операции 2

$$Q_{pmax} = \frac{(38 \cdot 3695)}{1,45} \text{ кгс} = 96834 \text{ кгс}; \quad Q_{БТ} = 8217 \text{ кгс};$$

$$Q_{КН} = 9942 \text{ кгс}; \quad l_2 = 2250 \text{ м}.$$

Определяем необходимую длину 2-й секции БТ №1. Для этого найдем глубину нижнего (н) сечения 2-й секции, которая равна глубине расположения нижней границы интервала бурения за вычетом длин КНБК и 1-й секции.

Для операции 1

$$l_{н2} = (4500 - 100 - 250) \text{ м} = 4150 \text{ м}.$$

Для операции 2

$$l_{н2} = (5000 - 55 - 250) \text{ м} = 4695 \text{ м}.$$

Наибольшая глубина нижнего сечения $(l_{н2})_{max} = 4695 \text{ м}.$

Определяем наибольшую глубину верхнего (в) сечения 2-й секции:

$$l_{в2} = l_{н2} - l_2 = (4150 - 1580) \text{ м} = 2570 \text{ м (операция 1);}$$

$$l_{в2} = (4695 - 2250) \text{ м} = 2445 \text{ м (операция 2).}$$

Наибольшая глубина верхнего сечения $(l_{в2})_{max} = 2570 \text{ м}.$

Определяем разность наибольших глубин, т.е. необходимую длину 2-й секции БТ №1:

$$(4695 - 2570) \text{ м} = 2125 \text{ м.}$$

За длины секций БТ №1 для каждой операции принимаем меньшие значения из наибольшей допускаемой длины для каждой операции и необходимой длины. То есть для операции 1 - 1580 м, для операции 2 - 2125 м.

Тогда глубина верхнего сечения 2-й секции

$$\ell_{02} = (4150 - 1580) \text{ м} = 2570 \text{ м (операция 1);}$$

$$\ell_{01} = (4695 - 2125) \text{ м} = 2570 \text{ м (операция 2).}$$

Определяем фактическое значение запаса статической прочности для операции 1, используя следующие формулы:

$$(3): Q_{02} = [33,8 \cdot 1580 (1 - 1,7/7,85)] \text{ кгс} = 41839 \text{ кгс};$$

$$(1): Q_p = [11,15 (7834 + 41839 + 23991)] + 1,0 \cdot 11632 \text{ кгс} = 96346 \text{ кгс};$$

$$(2): G_n = (96346/3695) \text{ кгс/мм}^2 = 26,07 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(61): G_p = (1,04 \cdot 26,07) \text{ кгс/мм}^2 = 27,11 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$n = G_n / G_p = 38/27,11 = 1,40.$$

Аналогично для операции 2, принимая $\ell_2 = 2125 \text{ м}$, получаем:

$$Q_{02} = 59015 \text{ кгс}; Q_p = 89099 \text{ кгс}; G_p = 24,11 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$G_n = 25,07 \text{ кгс/мм}^2; n = 38/25,07 = 1,52.$$

Для дальнейшей компоновки буровых колонн (3-я секция) рассмотрим БТ №2.

Сопротивление усталости для операции 1 определяем следующим образом:

$$(33): \ell_{03} = 281,9 \text{ м};$$

$$(35): \ell_0 = 18,58 \text{ м};$$

$$(13): Q_p = (7834 + 41839) \text{ кгс} = 49673 \text{ кгс};$$

$$(30): \alpha = \left[18,58 \sqrt{1 + \left(\frac{49673}{33,8 \cdot 281,9} \right)^2} + \frac{49673}{33,8 \cdot 281,9} \right] \text{ м} = 60,27 \text{ м}$$

$$(36): f = \left[\frac{(426 - 2 \cdot 10) - 176}{2} \right] \text{ мм} = 114,0 \text{ мм};$$

$$(29): R = \left(\frac{1000 \cdot 60,27^2}{\alpha^2 \cdot 114,0} \right)^{1/4} \text{ м} = 3228 \text{ м};$$

$$(26): M_n = \left(\frac{2 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 792,8}{100 \cdot 3228} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 51,6 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): G_M = (51,6/156,6) \text{ кгс/мм}^2 = 0,33 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(37): G_M = 0,33 \text{ кгс/мм}^2; G_{\Sigma} = (0,33 \cdot 0,5) \text{ кгс/мм}^2 = 0,165 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(2): G_p = (49673/5652) \text{ кгс/мм}^2 = 8,79 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(64): n_{\sigma} = \frac{6,0}{0,165} \cdot \frac{1 - 8,79/70}{1 + (6/70) \cdot (0,33/0,165)} = 36,4;$$

$$(24): M_K = (0,577 \sqrt{1,04^2 - 1} \cdot 26,07 \cdot 2 \cdot 113,5) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 975 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(65): n_{\tau} = 0,577 \frac{50 \cdot 2 \cdot 156,6}{975} = 9,26;$$

$$(63): n = \frac{36,4 \cdot 9,26}{\sqrt{36,4^2 + 9,26^2}} = 8,97,$$

что больше нормативного значения. Отметим, что при вычислении M_K значение G_p берется по телу буровой трубы предыдущей секции.

Для операции 2 аналогично получаем

$$n_{\sigma} = 63,00; \quad n_{\tau} = 10,00; \quad n \approx 9,90,$$

что больше нормативного значения.

Определяем наибольшие допустимые длины третьих секций, составленных из БТ №, для обеих операций.

Длину секции для операции I определяем по формуле (44), при этом в соответствии с выражениями

$$(45): Q_{\text{рmax}} = (50 \cdot 3695/1,4) \text{ кгс} = 131964 \text{ кгс};$$

$$(3): Q_{\Sigma} = 41839 \text{ кгс};$$

$$(4): Q_{KH} = 23991 \text{ кгс};$$

$$l_3 = \left[\frac{131964/1,04 - 1,15(7634 + 41839 + 23991) - 1,0 \cdot 11632}{1,15 \cdot 33,8(1 - 1,7/7,85)} \right] \text{ м} = 1003 \text{ м}.$$

Аналогично для операции 2

$$Q_{\text{рmax}} = (50 \cdot 3695/1,45) \text{ кгс} = 127414 \text{ кгс}; \quad Q_{\Sigma} = 59015 \text{ кгс};$$

$$Q_{KH} = 9942 \text{ кгс}; \quad l_3 = 1046 \text{ м}.$$

Глубина нижнего сечения 3-й секции для обеих операций $l_{33} = 2570$ м, поэтому за необходимую длину этой и последующих секций, поскольку буровые колонны для обеих операций одноступенчатые, принимаем меньшую из наибольших допустимых длин секций по операциям. Следовательно, длины секций для обеих операций принимаются одинаковыми, равными полученному значению $l_3 \cong 1000$ м.

Таким образом, длина 3-й секции равна 1000 м. При этом глубина верхнего сечения 3-й секции для обеих операций $l_{33} = 1570$ м.

Определим фактические значения запасов статической прочности. Для операции 1 $\lambda = 1,40$.

Для операции 2 запас статической прочности определяем из следующих формул:

$$(3): Q_{s3} = [33,8 \cdot 1000 (1 - 1,4/7,85)] \text{ кгс} = 27772 \text{ кгс};$$

$$(1): Q_p = [1,15 (8217 + 59015 + 27772 + 9942) + 0,03 \cdot 11632] \text{ кгс} = 121037 \text{ кгс};$$

$$(2): G_p = (121037/3695) \text{ кгс/мм}^2 = 32,76 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(61): G_p = (1,04 \cdot 32,76) \text{ кгс/мм}^2 = 34,07 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$\lambda = 50/34,07 = 1,47.$$

Для дальнейшей компоновки (4-я секция) рассмотрим БТ №3.

Сначала по формуле (44) определяем наибольшую допустимую длину секции для операции 1:

$$(45): Q_{\text{max1}} = (55 \cdot 3695/1,4) \text{ кгс} = 145161 \text{ кгс};$$

$$(3): Q_{s3} = [33,8 \cdot 1000 (1 - 1,7/7,85)] \text{ кгс} = 26480 \text{ кгс}.$$

$$l_4 = \left[\frac{145161/1,04 - 1,15(7834 + 41839 + 26480 + 23991) - 1,0 \cdot 11632}{1,15 \cdot 33,8 (1 - 1,7/7,85)} \right] \text{ м} = 420 \text{ м}.$$

Аналогично для операции 2

$$Q_{\text{max2}} = (55 \cdot 3695/1,45) \text{ кгс} = 140155 \text{ кгс}; \quad Q_{s3} = 27772 \text{ кгс};$$

$$l_4 = 430 \text{ м}.$$

Глубина нижнего сечения 4-й секции для обеих операций

$$l_{44} = 1570 \text{ м}.$$

Тогда необходимая длина 4-й секции БТ №3 составляет 420 м. Эта длина меньше принятой нами МДС (500 м), поэтому секция БТ №3 не

включается в состав компоновки БК. Переходим к следующей трубе - БТ №4.

Условие сопротивления усталости БТ №4 для операции I определяем по следующим формулам:

$$(33): l_w = 281,9 \text{ м};$$

$$(35): L_0 = 18,58 \text{ м};$$

$$(13): G_p = (7834 + 41839 + 26480) \text{ кгс} = 76153 \text{ кгс};$$

$$(30): L = \left[18,58 \sqrt{1 + \left(\frac{76153}{33,8 \cdot 281,9} \right)^2 + \frac{76153}{33,8 \cdot 281,9}} \right] \text{ м} = 74,43 \text{ м};$$

$$(36): f = 114,0 \text{ мм};$$

$$(29): R = \left(\frac{1000 \cdot 74,43^2}{\pi^2 \cdot 114,0} \right) \text{ м} = 4924 \text{ м};$$

$$(26): M_H = \left(\frac{2,1 \cdot 10^6 \cdot 792,8}{100 \cdot 4924} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 33,81 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): G_H = (33,81/156,6) \text{ кгс/мм}^2 = 0,216 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(37): G_m = 0,216 \text{ кгс/мм}^2; G_a = (0,216 \cdot 0,5) \text{ кгс/мм}^2 = 0,108 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(2): G_p = (76153/5652) \text{ кгс/мм}^2 = 13,47 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(64): n_G = \frac{6,5}{0,108} \cdot \frac{1 - 13,47/80}{1 + \frac{6,5 \cdot 0,216}{80 \cdot 0,108}} = 43,05;$$

$$(24): M_K = (0,577 \sqrt{1,04^2 - 1 \cdot 34,32 \cdot 2 \cdot 113,5}) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 1284 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(65): n_T = 0,577 \frac{65 \cdot 2 \cdot 156,6}{1284} = 9,15;$$

$$(63): n = \frac{43,05 \cdot 9,15}{\sqrt{43,05^2 + 9,15^2}} = 8,96,$$

что больше нормативного значения.

Аналогично для операции 2

$$n_G = 9,20; \quad n_T = 9,58; \quad n = 9,5,$$

что больше нормативного значения.

По формуле (44) определяем наибольшие допустимые длины секций БТ №4 для операции I:

$$(45): Q_{max} = (65 \cdot 3695 / 1,4) \text{ кгс} = 171554 \text{ кгс};$$

$$(3): Q_{B3} = 26480 \text{ кгс};$$

$$L_y = \left[\frac{171554 / 1,04 + 1,15(7834 + 41839 + 26480 + 23991) - 1,0 \cdot 11632}{1,15 \cdot 33,8 (1 - i,7/7,85)} \right] \text{ м} =$$

$$= 1253 \text{ м}.$$

Аналогично для операции 2

$$Q_{max} = (65 \cdot 3695 / 1,45) \text{ кгс} = 165638 \text{ кгс}; \quad Q_{B3} = 27772 \text{ кгс};$$

$$L_y = 1197 \text{ м}.$$

Глубина нижнего сечения 4-й секции для обеих операций

$$L_{ny} = 1570 \text{ м}.$$

Тогда длина 4-й секции принимается равной 1190 м. При этом глубина верхнего сечения 4-й секции для обеих операций

$$L_{vy} = (1570 - 1190) \text{ м} = 380 \text{ м}.$$

Определим фактические значения запасов статической прочности для операции I:

$$(3): Q_{ny} = [33,8 \cdot 1190 (1 - 1,7/7,85)] \text{ кгс} = 31511 \text{ кгс};$$

$$(1): Q = [1,15(7834 + 41839 + 26480 + 31511 + 23991) + 1,0 \cdot 11632] \text{ кгс} = 163036 \text{ кгс};$$

$$(2): G_y = (163036 / 3695) \text{ кгс/мм}^2 = 44,12 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(6I): G_o = (1,04 \cdot 44,12) \text{ кгс/мм}^2 = 45,89 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$n = 65 / 45,89 = 1,42.$$

Для операции 2 $n = 1,45$.

При дальнейшей (5-я секция) компоновке БТ №5, БТ №6 и БТ №7 должны быть пропущены, так как их несущая способность ниже, чем у БТ №4.

Следующей подходящей бурьевой трубой является БТ №8.

Условие прочности по усталости БТ №8 для операции I определяем по следующим формулам:

$$(33): L_w = (0,970 \cdot 60 \cdot \sqrt{861,9/36,8}) \text{ м} = 281,7 \text{ м};$$

$$(35): \alpha_o = (66,408 / 60 \cdot \sqrt{281,7}) \text{ м} = 18,58 \text{ м};$$

$$(13): Q_o = (7834 + 41839 + 26480 + 31511) \text{ кгс} = 107664 \text{ кгс};$$

$$(30): \mathcal{L} = \left[18,58 \sqrt{1 + \left(\frac{107664}{36,8 \cdot 281,7} \right)^2} + \frac{107664}{36,8 \cdot 281,7} \right] \text{ м} = 84,78 \text{ м};$$

$$(36): f = 114,0 \text{ мм};$$

$$(29): R = \left(\frac{1000 \cdot 84,78^2}{\mathcal{L}^2 \cdot 114,0} \right) \text{ м} = 6388 \text{ м};$$

$$(26): M_H = \left(\frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 861,9}{100 \cdot 6388} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 28,33 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): G_H = (28,33/170,1) \text{ кгс/мм}^2 = 0,166 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(37): G_m = 0,166 \text{ кгс/мм}^2; G_a = (0,166 \cdot 0,5) \text{ кгс/мм}^2 = 0,083 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(2): G_p = (107664/6316) \text{ кгс/мм}^2 = 17,05 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(64): n_g = \frac{6,5}{0,083} \cdot \frac{1 - 17,05/80}{1 + (6,5/80) \cdot (0,166/0,083)} = 53,01;$$

$$(24): M_K = (0,577 \sqrt{1,04^2 - 1 \cdot 44,12 \cdot 2 \cdot 113,5}) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 1651 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(65): n_{\tau} = 0,577 \frac{65 \cdot 2 \cdot 270,1}{1681} = 7,72;$$

$$(63): n = \frac{53,01 \cdot 7,72}{\sqrt{53,01^2 + 7,72^2}} = 7,84,$$

что больше нормативного значения.

Аналогично для операции 2

$$n_g = 108,4; \quad n_{\tau} = 7,91; \quad n = 7,89,$$

что больше нормативного значения.

Определяем фактические значения зазоров статической прочности при длине 5-й секции БТ №8, равной 380 м, для операции I по описанным формулам:

$$(3): G_{sf} = [36,8 \cdot 380 (1 - 1,7/7,85)] \text{ кгс} = 10956 \text{ кгс};$$

$$(1): G_p = [1,15 (7834 + 41839 + 26480 + 31511 + 10886 + 23991) + 1,0 \cdot 11253] \text{ кгс} = 178238 \text{ кгс};$$

$$(2): G_p = (178256/4075) \text{ кгс/мм}^2 = 43,01 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(61): G_p = (1,04 \cdot 43,01) \text{ кгс/мм}^2 = 44,73 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$n = 65/44,73 = 1,45,$$

что больше нормативного значения, равного 1,4.

Аналогично для операции 2 получаем

$$Q_{65} = 11490 \text{ кгс}; \quad Q_p = 172245 \text{ кгс}; \quad \sigma_p = 42,27 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$\sigma_p = (1,04 \cdot 42,27) \text{ кгс/мм}^2 = 43,96 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$n = 65/43,96 = 1,48,$$

что больше нормативного значения, равного 1,45.

Таким образом, в результате проведенного расчета буровые колонны скомпонованы для обеих технологических операций.

Расчет замковых соединений

Наиболее нагруженными являются замковые соединения буровых труб, расположенных на устье скважины.

Определяем осевые нагрузки и действующие крутящие моменты для операции 1, используя следующие формулы:

$$(1): Q_p = 175256 \text{ кгс} \approx 175,3 \text{ тс};$$

$$(2): \sigma_p = 43,01 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(24): M_K = (0,577 \sqrt{1,04^2 - 1} \cdot 43,01 \cdot 2 \cdot 123,4) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 1750 \text{ кгс} \cdot \text{м}.$$

Аналогично для операции 2

$$Q_p = 172245 \text{ кгс} \approx 172,2 \text{ тс};$$

$$\sigma_p = 42,27 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$M_K = (0,577 \sqrt{1,04^2 - 1} \cdot 42,27 \cdot 2 \cdot 123,4) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 1720 \text{ кгс} \cdot \text{м}.$$

Определяем наибольшее допускаемое значение осевой нагрузки, воспринимаемой ЗС, по формуле (68) при $\mu' = 0,13$.

Для операции 1

$$P_{\text{max}} = 288 \text{ тс (приложение-16)}.$$

Для операции 2

$$P_{\text{max}} = (442,5/1,45 - 1,45 \cdot 20,99) \text{ кгс} = 274,7 \text{ тс}.$$

Эти допускаемые значения осевой нагрузки значительно превышают действующие нагрузки.

По формуле (69) вычислим момент затяжки ЗС.

Для операции 1

$$M_{37} = 3274 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

Для операции 2

$$M_{37} = [19,21 (0,494 \cdot 442,5/1,45 + 0,506 \cdot 1,45 \cdot 20,99)] \text{ кгс} \cdot \text{м} = 3192 \text{ кгс} \cdot \text{м}.$$

Вычислим допускаемые крутящие моменты по формулам (70) и (71) для операции 1

$$(70): \bar{M}_K^{(1)} = (19,21 \cdot 442,5/1,4 - 9,09 \cdot 175,3) \text{ кгс}\cdot\text{м} = 4479 \text{ кгс}\cdot\text{м};$$

$$(71): \bar{M}_K^{(2)} = (19,21 \cdot 532,1/1,4 + 0,63 \cdot 175,3) \text{ кгс}\cdot\text{м} = 7411 \text{ кгс}\cdot\text{м};$$

Наименьшее значение $\bar{M}_K = 4479$ кгс·м, что выше действующего момента.

Аналогично для операции 2

$$(70): \bar{M}_K^{(1)} = (19,21 \cdot 442,5/1,45 - 9,09 \cdot 172,2) \text{ кгс}\cdot\text{м} = 4297 \text{ кгс}\cdot\text{м};$$

$$(71): \bar{M}_K^{(2)} = (19,21 \cdot 532,1/1,45 + 0,63 \cdot 172,2) \text{ кгс}\cdot\text{м} = 7158 \text{ кгс}\cdot\text{м}.$$

Наименьшее значение $\bar{M}_K = 4297$ кгс·м, что выше действующего крутящего момента.

Проверяем условие (72).

Для операции 1

$$M_{3T} + \lambda Q_p = (3274 + 0,63 \cdot 175,3) \text{ кгс}\cdot\text{м} = 3384 \text{ кгс}\cdot\text{м},$$

что меньше M_K .

Для операции 2

$$M_{3T} + \lambda Q_p = (3192 + 0,63 \cdot 172,2) \text{ кгс}\cdot\text{м} = 3300 \text{ кгс}\cdot\text{м},$$

что также меньше соответствующего значения M_K .

Таким образом, сочетание действующих осевых нагрузок и крутящих моментов для обеих операций является допустимым даже для наиболее нагруженных верхних сечений буровых колонн и эти нагрузки в сочетании не вызывают довинчивания ЭС.

Следовательно, замковые соединения ЭШ-178 (ЭШК-178) не вносят каких-либо ограничений на применение полученных компоновок БК. При этом моменты затяжки должны быть для всех секций 3274 кгс·м (операция 1) и 3192 кгс·м (операция 2).

Расчет наибольшей допускаемой глубины спуска буровых колонн в клиновом захвате

Коэффициент охвата для ПКР-560 $C = 0,9$.

Определяем допускаемую глубину спуска каждой секции по формуле (46) для операции 1.

Секция I (БТ №13):

$$(41): Q_{TK}^C = (140700 \cdot 0,9) \text{ кгс} = 126630 \text{ кгс};$$

$$(46): \ell_{KT} = \left[\frac{126630/1,1 - 23991}{40,0 (1 - 1,7/7,85)} \right] \text{ м} = 2908 \text{ м},$$

что значительно больше принятой длины этой секции $\ell_p = 250$ м.

Секция 2 (БТ №1):

$$(41): Q_{TK}^c = (116600 \cdot 0,9) \text{ кгс} = 104940 \text{ кгс};$$

$$(46): \ell_{K2} = \left[\frac{104940/1,1 - 7834 - 23991}{33,8 (1 - 1,7/7,85)} \right] \text{ м} = 2401 \text{ м},$$

что больше длины этой секции $\ell_2 = 1580 \text{ м}$.

Секция 3 (БТ №2):

$$(41): Q_{TK}^c = (153400 \cdot 0,9) \text{ кгс} = 138060 \text{ кгс};$$

$$(46): \ell_{K3} = \left[\frac{138060/1,1 - (7834 + 41839) - 23991}{33,8 (1 - 1,7/7,85)} \right] \text{ м} = 1958 \text{ м},$$

что больше длины 3-й секции $\ell_3 = 1000 \text{ м}$.

Секция 4 (БТ №4):

$$(41): Q_{TK}^c = (199500 \cdot 0,9) \text{ кгс} = 179550 \text{ кгс};$$

$$(46): \ell_{K4} = \left[\frac{179550/1,15 - (7834 + 41839 + 26480) - 23991}{33,8 (1 - 1,7/7,85)} \right] \text{ м} = 2114 \text{ м},$$

что больше длины 4-й секции $\ell_4 = 1190 \text{ м}$.

Секция 5 (БТ №8):

$$(41): Q_{TK}^c = (220200 \cdot 0,9) \text{ кгс} = 198180 \text{ кгс};$$

$$(46): \ell_{K5} = \left[\frac{198180/1,15 - (7834 + 41839 + 26480 + 31511) - 23991}{36,8 (1 - 1,7/7,85)} \right] \text{ м} = 1411 \text{ м},$$

что больше длины 5-й секции $\ell_5 = 380 \text{ м}$.

Таким образом, наибольшая глубина спуска буровой колонны в клиновом захвате ШКР-560 совпадает с длиной всей колонны и составляет 4500 м.

Аналогично определяем допустимую глубину спуска каждой секции для операции 2.

Секция 1 (БТ №13):

$$(41): Q_{TK}^c = 126630 \text{ кгс};$$

$$(46): \ell_{K1} = \left[\frac{126630/1,1 - 9942}{40,0(1 - 1,4/7,85)} \right] \text{ м} = 3200 \text{ м},$$

что больше длины 1-й секции $\ell_1 = 250 \text{ м}$.

Секция 2 (БТ №1):

$$(4I): Q_{TK}^c = 104940 \text{ кгс};$$

$$(46): l_{x2} = \left[\frac{104940/1,1 - 8217 - 9942}{33,8 (1 - 1,4/7,85)} \right] \text{ м} = 2781 \text{ м},$$

что больше длины 2-й секции $l_2 = 2125 \text{ м}$.

Секция 3 (БТ №2):

$$(4I): Q_{TK}^c = 138060 \text{ кгс};$$

$$(46): l_{x3} = \left[\frac{138060/1,1 - (8217 + 59015) - 9942}{33,8 (1 - 1,4/7,85)} \right] \text{ м} = 1740 \text{ м},$$

что больше длины 3-й секции $l_3 = 1000 \text{ м}$.

Секция 4 (БТ №4):

$$(4I): Q_{TK}^c = 179550 \text{ кгс};$$

$$(46): l_{x4} = \left[\frac{179550/1,15 - (8217 + 59015 + 27772) - 9942}{33,8 (1 - 1,4/7,85)} \right] \text{ м} =$$

$$= 1843 \text{ м},$$

что больше длины 4-й секции $l_4 = 1190 \text{ м}$.

Секция 5 (БТ №6):

$$(4I): Q_{TK}^c = 198180 \text{ кгс};$$

$$(46): l_{x5} = \left[\frac{198180/1,15 - (8217 + 59015 + 27772 + 33049) - 9942}{36,8(1 - 1,4/7,85)} \right] \text{ м} =$$

$$= 1135 \text{ м},$$

что больше длины 5-й секции $l_5 = 380 \text{ м}$.

Таким образом, наибольшая глубина спуска буровой колонны в клиновом захвате ПКР-560 совпадает с длиной всей колонны и составляет 5000 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты расчетов представлены в окончательной таблице "Конструкции буровых колонн".

Спроектированные колонны обеспечивают минимум изменения секций БТ, используемых в I-й технологической операции, при переходе ко 2-й. При этом, как видно из таблицы, 2 и 3-я секции буровых колонн выбраны по условиям технологической операции I (запас статической прочности $\lambda_2 = 1,40$), 4-я секция выбрана по условиям технологической операции 2 (запас статической прочности $\lambda_2 = 1,45$).

Конструкция буровых колонн наружным диаметром 140 мм

Интервал бурения, м	Номер секции буровой колонны (снизу вверх)	Тип БУ	Группа прочности материала		Интервал установки секции (снизу вверх), м	Длина секции, м	Масса, т		Коэффициенты запаса прочности	
			Д	II			Толщина стенки, мм	секции	наместная	статической
2600-4500	1	ТБК	Д	II	4695-4945	250	10,000	40,623	2,45	3,44
	2	ТБВ	Д	9	2570-4695	1500	53,404	94,027	1,40	6,00
	3	ТБВ	К	9	1570-2570	1000	33,800	127,827	1,40	8,97
	4	ТБВ	Д	9	380-1570	1190	40,222	168,049	1,42	8,95
	5	ТБВ	Д	10	0-380	380	13,984	182,033	1,45	7,64
4500-5000	1	ТБК	Д	II	4150-4400	250	10,000	22,100	5,28	4,93
	2	ТБВ	Д	9	2570-4150	2125	71,825	93,925	1,52	11,04
	3	ТБВ	К	9	1570-2570	1000	33,800	127,725	1,47	9,89
	4	ТБВ	Д	9	380-1570	1190	40,222	167,947	1,45	9,53
	5	ТБВ	Д	10	0-380	380	13,984	181,931	1,48	7,89

Примечание. Все группы ТБВ имеют замок типа ЗМ-178, а ТБК - ЗМК-178.

П Р И М Е Р 2.

Провести коррекцию буровой колонны, рассмотренной в примере I, если при проведении операции 2 (бурение в интервале 4500-5000 м) по данным инклинометрических измерений на глубине 4600 м произошло резкое искривление ствола скважины. Параметры искривления следующие: углы наклона в начальной и конечной точках участка длиной $\Delta l = 10$ м; $\delta_1^0 = 2^0$; $\delta_2^0 = 5^0$; азимутальные углы соответственно $\beta_1 = 85^0$; $\beta_2 = 155^0$.

При этом глубина забоя осталась 4800 м.

Для заканчивания интервала необходимо пробурить еще 200 м (4800-5000 м). При этом в опасной зоне будет находиться 2-я секция буровой колонны, составленная из БТ Б I.

Определяем запас усталостной прочности по формуле (63), пользуясь выражения:

$$(28): R = \left[\frac{10,0}{\sqrt{2(1 - 0,0349 \cdot 0,0523 \cdot 0,3420 - 0,9994 \cdot 0,9986)}} \right] \text{ м} = 191 \text{ м};$$

$$(26): M_H = \left(\frac{2 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 792,8}{100 \cdot 191,0} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 872 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): G_H = (872/156,6) \text{ кгс/мм}^2 = 5,57 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$G_m = 0; \quad G_a = 5,57 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(3): Q_{F2} = \left[33,8 \cdot 95 \left(1 - \frac{1,4}{7,85} \right) \right] \text{ кгс} = 2638 \text{ кгс}; \quad Q_{G1} = 8217 \text{ кгс};$$

$$(13): Q_0 = (9217 + 2638) \text{ кгс} = 10855 \text{ кгс}; \quad Q_{KH} = 9942 \text{ кгс};$$

напряжения растяжения в опасном сечении

$$(2): \sigma_p = (10855/5652) \text{ кгс/мм}^2 = 1,92 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(64): \nu_{\sigma} = 7,0/5,57 (1 - 1,92/65) = 1,22;$$

напряжения растяжения в теле трубы

$$(2): \sigma_p = \left[\frac{1,15(8217 + 2638 + 9942) + 0,03 \cdot 11632}{3695} \right] \text{ кгс/мм}^2 =$$

$$= 6,57 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(24): M_p = (0,577 \sqrt{1,04^2 - 1} \cdot 6,57 \cdot 2 \cdot 113,5) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 245,8 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(65): r_{\sigma} = 0,577 \frac{38 \cdot 2 \cdot 156,6}{245,8} = 27,94;$$

$$(63): n = \frac{1,22 \cdot 27,94}{\sqrt{1,22^2 + 27,94^2}} = 1,22,$$

что меньше нормативного значения.

Следовательно, буровые трубы 2-й секции на длине 95 м должны быть заменены на более выносливые БТ. Наиболее приемлемым решением в данном случае будет замена труб типа ТБВ на трубы типа ТБК с той же толщиной стенки и той же группы прочности, при этом нет необходимости изменять компоновку всей БК.

Проверим условие прочности по усталости для буровой трубы ТБК 140x9 Д с замковым соединением ЗМК-178,

$$(27): \sigma_H = (872/113,5) \text{ кгс/мм}^2 = 7,68 \text{ кгс/мм}^2;$$

напряжении растяжения по телу трубы в опасной зоне

$$(2): \sigma_p = (10855/3695) \text{ кгс/мм}^2 = 2,94 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(64): n_\sigma = (13,0/7,68) (1 - 2,94/65) = 1,62;$$

$$(65): n_\tau = 0,577 \frac{38 \cdot 2 \cdot 113,5}{245,8} = 35,09;$$

$$(63): n = \frac{1,62 \cdot 35,09}{\sqrt{1,62^2 + 35,09^2}} = 1,62,$$

что больше нормативного значения.

Таким образом, для корректировки БК достаточно заменить трубы нижней части 2-й секции (на длине около 100 м) буровыми трубами ТБК 140x9 Д.

П Р И М Е Р 3

Выполнить проекторочный расчет буровой колонны при следующих исходных данных:

1. Вид технологической операции - бурение.
2. Скважина наклонно направленная, профиль скважины состоит из трех участков (см. рис. 1):

$$H = 2000 \text{ м}, \quad H_B = 260 \text{ м}, \quad R = 250 \text{ м}, \quad \alpha_B^K = \alpha_B^H = \Delta\alpha = 10^\circ.$$

3. Интервал бурения 500-2000 м.
4. Бурение ведется под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм.
5. Конструкция обсадной колонны, спущенной к началу бурения данного интервала: от 0 до 500 м кондуктор диаметром 245 мм.

6. Способ бурения турбинный. Турбобур двухсекционный диаметром 190/195 мм, вес турбобура $Q_{32} = 2500$ кгс, длина 14 м.
7. Диаметр долота $D_2 = 215,9$ мм.
8. Осевая нагрузка на долото $G_2 = 7,3$ тс.
9. Наружное давление $2,0$ кгс/мм².
10. Перепад давления в турбобуре и долоте $\Delta p = 0,6$ кгс/мм².
11. Удельный вес бурового раствора $\gamma_{жс} = 1,4$ кгс/см³.
12. Коэффициент трения колонны о породу $\mu \approx 0,3$.
13. Условия бурения нормальные.
14. Клиновой захват ПКР-560 с длиной клина $l_k = 400$ мм.

Расчет УБГ

Необходимо определить типы утяжеленных буровых труб, диаметры и длины ступеней компоновки УБГ.

Согласно п. 6.5 для несложных условий бурения по табл. 3 выбираем для 1-й (основной) ступени УБГ.2 с наружным диаметром 178 мм (внутренний диаметр 80 мм, вес 1 м 155,9 кгс).

По п. 6.6 эти трубы имеют необходимую жесткость на изгиб при бурении под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм: при толщине стенки $\delta_{ок} = 10$ мм согласно формуле (78) имеем

$$D_{01} / D_{0k} = 1,058 > 0,802.$$

Диаметр нижней секции буровой колонны согласно табл. I должен составлять 127 мм.

По п. 6.7 диаметр последней (2-й) перед буровыми трубами секции УБГ должен соответствовать условию

$$D_{01} \leq (1,333 \cdot 127) \text{ мм} = 169,3 \text{ мм},$$

поэтому компоновку УБГ необходимо спроектировать ступенчатой. Диаметр УБГ 2-й ступени (в мм) должен составлять

$$133,5 \leq D_{02} < 178.$$

Этому условию, а также требованию к трубам последней ступени удовлетворяет УБГ диаметром 146 мм (внутренний диаметр 74 мм, вес 1 м 97,7 кгс).

Длину 2-й (переходной) ступени (п. 6.8) выбираем равной 12 м. По формуле (79) вычисляем длину 1-й (основной) ступени УБГ:

$$l_{01} = \left\{ \frac{1}{155,9 \cdot 0,9848} \left[\frac{1,175 \cdot 7900}{1 - 1,4/7,85} - (2500 + 97,7 \cdot 12) \cdot 0,9848 \right] \right\} \text{ м} = 50 \text{ м}.$$

Принимаем $l_{01} = 50$ м. Тогда общий вес компоновки УБГ (п. 6.12)

на воздухе

$$Q_0 = (155,9 \cdot 50 + 97,7 \cdot 12) \text{ кгс} = 8970 \text{ кгс.}$$

Общий вес КНБК по формуле (4)

$$Q_{KH} = \left[(2500 + 8970) \left(1 - \frac{1,4}{7,85} \right) \right] \text{ кгс} = 9425 \text{ кгс.}$$

Общая длина компоновки УБГ

$$l_0 = (50 + 12) \text{ м} = 62 \text{ м.}$$

Общая длина КНБК

$$l_{KH} = (62 + 14) \text{ м} = 76 \text{ м.}$$

В соответствии с п. 6.12 число промежуточных опор принимаем $m = 2$.

Моменты свайчивания (затяжки) принятых УБГС.2 диаметром 178 мм согласно п. 6.13 составляют при $\sigma_{70} = 65 \text{ кгс/мм}^2$, $\mu' = 0,10$ (свайка Р-416) 2530 - 5040 кгс·м; для УБГ диаметром 146 мм при $\sigma_{70} = 45 \text{ кгс/мм}^2$ 1170 - 1490 кгс·м.

Расчет КБГ

В соответствии с табл. I для всей буровой колонны могут быть использованы трубы с наружным диаметром 127 мм. С учетом небольшой глубины скважины, несложных условий бурения забойными двигателями для компоновки буровой колонны в первую очередь могут быть использованы трубы типа ТЭВ (ГОСТ 631-75, тип I). Предположим, что в данном расположении имеются трубы указанного типа с наружным диаметром 127 мм, толщиной стенок 9 и 10 мм группы прочности Д и Е, а также трубы типа ТЭБК (ГОСТ 631-75, тип 3) тех же размеров и группы прочности. Тогда в соответствии с п. 7.6 сформируем такую последовательность БГ:

Порядковый номер БГ	Тип БГ	Наружный диаметр, мм	Толщина стенок, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Ограничение по длине, м
1	ТЭВ	127,0	9	Д	ЗУ-155	-
2	ТЭВ	127,0	9	Е	ЗУ-155	-
3	ТЭВ	127,0	10	Д	ЗУ-155	250
4	ТЭВ	127,0	10	Е	ЗУ-155	-
5	ТЭБК	127,0	9	Д	ЗУК-155	-

Порядковый номер БТ	Тип БТ	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Ограничение по длине, м
6	ТБК	127,0	9	Б	ЗУК-155	-
7	ТБК	127,0	10	Д	ЗУК-155	250
8	ТБК	127,0	10	Б	ЗУК-155	-

В соответствии с рекомендацией п. 3.38 I-в над УБТ секции КБТ длиной 250 м сплонуем из БТ №3, имеющих наибольшую толщину стенки и наименьшую группу прочности. Эти трубы по п. 7.8 соответствуют конструкции скважины по диаметру тела и замкового соединения.

Допускаемое наружное избыточное давление в соответствии с формулой (42), приложением 7 и условием (67) для данной трубы составляет

$$P_{кр} = 4,54 \text{ кгс/мм}^2; \quad p_H = (4,54/1,15) \text{ кгс/мм}^2 = 3,95 \text{ кгс/мм}^2,$$

что выше действующего наружного избыточного давления $2,0 \text{ кгс/мм}^2$.

Так как длина I-й секции задана (250 м), проверим выполнение условий статической прочности в верхнем сечении секции для случая отрыва долота от забоя по формулам

$$(3): G_{кр} = [32,1 \cdot 250(1 - 1,4/7,85)] \text{ кгс} = 6594 \text{ кгс};$$

$$(8): G_H = [6594(0,3 \cdot \sin 10^\circ + \cos 10^\circ)] \text{ кгс} = (6594 \cdot 1,0369) \text{ кгс} = 6837 \text{ кгс};$$

$$(10): G_{KH} = (9425 \cdot 1,0369) \text{ кгс} = 9773 \text{ кгс};$$

$$(6): G_p = [1,15(6837 + 9773) + 0,6 \cdot 8992] \text{ кгс} = 24497 \text{ кгс};$$

$$(2): G_L = (24497/3676) \text{ кгс/мм}^2 = 6,67 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(48): [G] = (38/1,35) \text{ кгс/мм}^2 = 28,15 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(55): G_p = G_p < [G].$$

фактический запас статической прочности составляет

$$n = 38/6,67 = 5,0.$$

Проверим допустимость осевого растягивающего усилия Q_p для замкового соединения ЗУ-155. По формуле (68) с учетом данных приложения 18

$$F_{max} = (317,7/1,35 - 1,36 \cdot 12,56) \text{ тс} = 218,4 \text{ тс} = 218400 \text{ кгс},$$

что значительно больше величины Q_p .

В связи с тем, что при расчете по формулам (8), (10) численное значение выражения в круглых скобках, характеризующего влияние сил сопротивления на наклонном участке, оказалось больше единицы (1,0369), расчет данной секции только по собственному весу на рассматриваемом наклонном участке, а также на устье скважины в процессе подъема БК не требуется.

Проверим для I-й секции выполнение условий статической прочности на верхней границе искривленного участка при подъеме БК. Длина искривленного участка

$$l_n = 0,017453 R \Delta \alpha = (0,017453 \cdot 250 \cdot 10^0) \text{ м} = 43,63 \text{ м.}$$

Принимаем $l_n = 44$ м, тогда на наклонном участке будет находиться часть I-й секции длиной 206 м и КБК. Получаем по формулам

$$(3): (Q_{B1})_H = [32,1 \cdot 206 (1 - 1,4/7,85)] \text{ кгс} = 5433 \text{ кгс};$$

$$(8): Q_H = (5433 \cdot 1,0369) \text{ кгс} = 5634 \text{ кгс};$$

$$(10): Q'_{KH} = 9773 \text{ кгс};$$

$$Q'_i = Q_H + Q'_{KH} = (5634 + 9773) \text{ кгс} = 15407 \text{ кгс};$$

$$(9): Q_H = \left\{ 0,3 (1 - 1,4/7,85) \left| -2 \cdot 32,1 \cdot 250 (\cos 10^0 - \cos 0^0) - 32,1 \cdot 250 \cdot 0,17453 \operatorname{sh} 10^0 - (15407 \cdot 0,17453) / (1 - 1,4/7,85) \right| + (1 - 1,4/7,85) \left| 32,1 \cdot 250 (\operatorname{sh} 10^0 - \operatorname{sh} 0^0) \right| \right\} \text{ кгс} = 1952 \text{ кгс}$$

$$(6): Q_p = [1,15 (5634 + 1952 + 9773) + 0,6 \cdot 8992] \text{ кгс} = 25360 \text{ кгс};$$

$$(2): \sigma_p = (25360/3676) \text{ кгс/мм}^2 = 6,90 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(26): M_H = \left(\frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 633,5}{100 \cdot 250} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 532,2 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): \sigma_H = (532,2/99,77) \text{ кгс/мм}^2 = 5,34 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(55): \sigma_g = (6,90 + 5,34) \text{ кгс/мм}^2 = 12,24 \text{ кгс/мм}^2.$$

$$\text{фактический запас статической прочности } n = \sigma_T / \sigma_g = 38/12,24 = 3,10.$$

Найденное по формуле (6) значение Q_p также существенно меньше допускаемой для замкового соединения осевой растягивающей нагрузки.

Таким образом, БТ №3 удовлетворяет всем условиям и принимается для компоновки I-й секции КБТ.

Для компоновки 2-й секции рассмотрим БТ №1 оформленную по следовательности. Эта труба удовлетворяет технологическим требованиям по диаметру тела и замкового соединения ЗУ-156.

Допускаемое наружное давление для БГ №1 составляет
 $p_{пр} = 3,92 \text{ кгс/мм}^2$; $p_H = (3,92/1,15) \text{ кгс/мм}^2 = 3,41 \text{ кгс/мм}^2$,
 что выше действующего наружного давления $2,0 \text{ кгс/мм}^2$.

Определим наименьшую допустимую длину 2-й секции (первое приближение) БГ №1 по формулам

$$(45): Q_{пmax} = (38 \cdot 3336/1,35) \text{ кгс} = 93902 \text{ кгс};$$

$$(44): l_2 = \left[\frac{93902 - 1,15 (6594 + 9425) - 0,6 \cdot 9331}{1,15 \cdot 29,5 (1 - 1,4/7,85)} \right] \text{ м} = 2507 \text{ м},$$

что больше необходимой длины 2-й секции.

Расстояние по стволу скважины от забоя до устья (см. рис. 1а)

$$l = l_B + l_H + l_N = \left[260 + 44 + \frac{2000 - (260 + 250 \sin 10^\circ)}{\cos 10^\circ} \right] \text{ м} =$$

$$= (260 + 44 + 1723) \text{ м} = 2027 \text{ м},$$

Необходимая длина 2-й секции

$$l_2 = [2027 - (14 + 62 + 250)] \text{ м} = 1701 \text{ м}.$$

Проверим далее, требуется ли корректировка (уменьшение) длины 2-й секции с целью удовлетворения условиям прочности на участках повышенной напряженности в соответствии с п. 3.37. Для этого, в-первых, проверим выполнение условий статической прочности 2-й секции на верхней границе искривленного участка для момента окончания бурения наклонного участка и отрыва долота от забоя.

Длина части 2-й секции на наклонном участке

$$(l_2)_H = [1723 - (14 + 62 + 250)] \text{ м} = 1397 \text{ м}.$$

Далее выполняем расчет по формулам

$$(2): Q_{Б1} = 6594 \text{ кгс}; (Q_{Б2})_H = [29,5 \cdot 1397 (1 - 1,4/7,85)] \text{ кгс} =$$

$$= 33862 \text{ кгс};$$

$$(8): Q_H = [(6594 + 33862) (0,3 \sin 10^\circ + \cos 10^\circ)] \text{ кгс} = 41950 \text{ кгс};$$

$$(10): Q'_{KH} = 9773 \text{ кгс};$$

$$Q_i = [Q_{KH} + Q_{Б1} + (Q_{Б2})_H] (\mu \sin \alpha + \cos \alpha) + \Delta p \cdot Z_K =$$

$$= [(9425 + 6594 + 33862) \cdot 1,0369 + 0,6 \cdot 9331] \text{ кгс} = 57320 \text{ кгс};$$

$$(9): Q_H = [0,3(1 - 1,4/7,85)] \cdot 2 \cdot 29,5 \cdot 250 (\cos 10^\circ - \cos 0^\circ) -$$

$$- 29,5 \cdot 250 \cdot 0,17453 \sin 10^\circ - \frac{57320 \cdot 0,17453}{1 - 1,4/7,85} + (1 - 1,4/7,85) \times$$

$$\times [29,5 \cdot 250 (\sin 10^\circ - \sin 0^\circ)] \text{ кгс} = 4054 \text{ кгс};$$

$$(6): Q_p = [1,15 (41950 + 4054 + 9773) + 0,6 \cdot 9331] \text{ кгс} = 69742 \text{ кгс};$$

$$(2): \sigma_p = (69742/3336) \text{ кгс/мм}^2 = 20,91 \text{ кгс/мм}^2;$$

В связи с тем, что при расчете по формулам (8), (10) численное значение выражения в круглых скобках, характеризующего влияние силы сопротивления на наклонном участке, оказалось больше единицы (1,0369), расчет данной секции только по собственному весу на рассматриваемом наклонном участке, а также на устье скважины в процессе подъема БК не требуется.

Проверим для I-й секции выполнение условий статической прочности на верхней границе искривленного участка при подъеме БК. Длина искривленного участка

$$l_H = 0,017453 R \Delta \alpha = (0,017453 \cdot 250 \cdot 10^0) \text{ м} = 43,63 \text{ м.}$$

Принимаем $l_H = 44$ м, тогда на наклонном участке будет находиться часть I-й секции длиной 206 м и КНЕК. Получаем по формулам

$$(3): (Q_{BH}) = [32,1 \cdot 206 (1 - 1,4/7,85)] \text{ кгс} = 5433 \text{ кгс};$$

$$(8): Q_H = (5433 \cdot 1,0369) \text{ кгс} = 5634 \text{ кгс};$$

$$(10): Q'_{KH} = 9773 \text{ кгс};$$

$$Q_i = Q_H + Q'_{KH} = (5634 + 9773) \text{ кгс} = 15407 \text{ кгс};$$

$$(9): Q_N = \left\{ 0,3 (1 - 1,4/7,85) \left| -2 \cdot 32,1 \cdot 250 (\cos 10^0 - \cos 0^0) - 32,1 \cdot 250 \cdot 0,17453 \sin 10^0 - (15407 \cdot 0,17453) / (1 - 1,4/7,85) \right| + (1 - 1,4/7,85) \left| 32,1 \cdot 250 (\sin 10^0 - \sin 0^0) \right| \right\} \text{ кгс} = 1952 \text{ кгс};$$

$$(6): Q_p = [1,15 (5634 + 1952 + 9773) + 0,6 \cdot 8992] \text{ кгс} = 25360 \text{ кгс};$$

$$(2): G_p = (25360/3676) \text{ кгс/мм}^2 = 6,90 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(26): M_H = \left(\frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 633,5}{100 \cdot 250} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 532,2 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): G_H = (532,2/99,77) \text{ кгс/мм}^2 = 5,34 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(55): G_3 = (6,90 + 5,34) \text{ кгс/мм}^2 = 12,24 \text{ кгс/мм}^2.$$

$$\text{фактический запас статической прочности } n = G_T / G_3 = 38/12,24 = 3,10.$$

Найденное по формуле (6) значение Q_p также существенно меньше допустимой для замкового соединения осевой растягивающей нагрузки.

Таким образом, БТ №3 удовлетворяет всем условиям и принимается для компоновки I-й секции КБТ.

Для компоновки 2-й секции рассмотрим БТ №1 оформленной по следовательности. Эта труба удовлетворяет технологическим требованиям по диаметру тела и замкового соединения ЗУ-155.

Допускаемое наружное давление для БТ №1 составляет
 $\rho_{np} = 3,92 \text{ кгс/мм}^2$; $\rho_H = (3,92/1,15) \text{ кгс/мм}^2 = 3,41 \text{ кгс/мм}^2$,
 что выше действующего наружного давления $2,0 \text{ кгс/мм}^2$.

Определим наибольшую допустимую длину 2-й секции (первое приближение) БТ №1 по формулам

$$(45): Q_{\text{пток}} = (38 \cdot 3336/1,35) \text{ кгс} = 93982 \text{ кгс};$$

$$(44): l_2 = \left[\frac{93902 - 1,15 (6594 + 9425) - 0,6 \cdot 9331}{1,15 \cdot 29,5 (1 - 1,4/7,85)} \right] \text{ м} = 2507 \text{ м},$$

что больше необходимой длины 2-й секции.

Расстояние по стволу скважины от забоя до устья (см. рис. 1а)

$$l = l_B + l_H + l_N = \left[260 + 44 + \frac{2000 - (260 + 250 \sin 10^\circ)}{\cos 10^\circ} \right] \text{ м} =$$

$$= (260 + 44 + 1723) \text{ м} = 2027 \text{ м}.$$

Необходимая длина 2-й секции

$$l_2 = [2027 - (14 + 62 + 250)] \text{ м} = 1701 \text{ м}.$$

Проверим далее, требуется ли корректировка (уменьшение) длины 2-й секции с целью удовлетворения условиям прочности на участках повышенной напряженности в соответствии с п. 3.37. Для этого, в-первых, проверим выполнение условий статической прочности 2-й секции на верхней границе искривленного участка для момента окончания бурения наклонного участка и отрыва долота от забоя.

Длина части 2-й секции на наклонном участке

$$(l_2)_H = [1723 - (14 + 62 + 250)] \text{ м} = 1397 \text{ м}.$$

Далее выполняем расчет по формулам

$$(2): Q_{B1} = 6594 \text{ кгс}; (Q_{B2})_H = [29,5 \cdot 1397 (1 - 1,4/7,85)] \text{ кгс} =$$

$$= 33862 \text{ кгс};$$

$$(8): Q_H = [(6594 + 33862) (0,3 \sin 10^\circ + \cos 10^\circ)] \text{ кгс} = 41950 \text{ кгс};$$

$$(10): Q'_{KH} = 9773 \text{ кгс};$$

$$Q_i = [Q_{KH} + Q_{B1} + (Q_{B2})_H] (\mu \sin \alpha + \cos \alpha) + \Delta p \cdot Z_K =$$

$$= [(9425 + 6594 + 33862) \cdot 1,0369 + 0,6 \cdot 9331] \text{ кгс} = 57320 \text{ кгс};$$

$$(9): Q_H = [0,3(1 - 1,4/7,85)] - 2 \cdot 29,5 \cdot 250 (\cos 10^\circ - \cos 0^\circ) -$$

$$- 29,5 \cdot 250 \cdot 0,17453 \sin 10^\circ - \frac{57320 \cdot 0,17453}{1 - 1,4/7,85} + (1 - 1,4/7,85) \times$$

$$\times [29,5 \cdot 250 (\sin 10^\circ - \sin 0^\circ)] \text{ кгс} = 4054 \text{ кгс};$$

$$(6): \sigma_p = [1,15 (41950 + 4054 + 9773) + 0,6 \cdot 9331] \text{ кгс} = 69742 \text{ кгс};$$

$$(2): \sigma_p = (69742/3336) \text{ кгс/мм}^2 = 20,91 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(26): M_H = \left(\frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 584,1}{100 \cdot 250} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 490,7 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): \sigma_H = (490,7/91,98) \text{ кгс/мм}^2 = 5,34 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(55): \sigma_g = (20,91 + 5,34) \text{ кгс/мм}^2 = 26,25 \text{ кгс/мм}^2 < [\sigma],$$

фактический запас статической прочности

$$n = 38/26,25 = 1,448.$$

Вес буровых труб на длине искривленного участка по формуле (3) равен

$$(Q_{B2})_H = [29,5 \cdot 44 (1 - 1,4/7,85)] \text{ кгс} = 1067 \text{ кгс}.$$

Так как эта величина значительно меньше усилия Q_H , расчет секции в рассматриваемом сечении только на нагрузку от собственно го веса не требуется.

Усилие Q_{P2} здесь существенно меньше допускаемого значения осевой растягивающей нагрузки на замковое соединение ЗУ-155.

Проверим выполнение условий статической прочности 2-й секции на устье скважины. Здесь к вычисленным выше слагаемым формулы (6) добавляется Q_B , учитывающее вес буровых труб на вертикальном участке. Находим по формулам

$$(3): (Q_{B2})_B = [29,5 \cdot 260 (1 - 1,4/7,85)] \text{ кгс} = 6302 \text{ кгс};$$

$$(7): Q_B = (Q_{B2})_B = 6302 \text{ кгс};$$

$$(6): Q_P = 1,15(6302 + 41960 + 4054 + 9773) + 0,6 \cdot 9331 \text{ кгс} = 76990 \text{ кгс};$$

$$(2): \sigma_P = (76990/3336) \text{ кгс/мм}^2 = 23,08 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(55): \sigma_g = \sigma_P = 23,08 \text{ кгс/мм}^2 < [\sigma].$$

фактический запас статической прочности на устье скважины

$$n = 38/23,08 = 1,646.$$

Усилие Q_P здесь также существенно меньше допускаемого для ЗС ЗУ-155 значения $P_{\text{max}} = 218400$ кгс.

Таким образом, БТ №1 удовлетворяет всем условиям и принимается для компоновки 2-й секции КБТ.

Необходимые моменты свинчивания замковых соединений ЗУ-155 рассчитываем для смазки типа Р-416 ($\mu' = 0,10$) с использованием приложения 18 и формулы (69):

$$M_{BT} = \left[13,56(0,455 \frac{317,7}{1,35} + 0,545 \cdot 1,35 \cdot 12,56) \right] \text{ кгс} \cdot \text{м} = 1577 \text{ кгс} \cdot \text{м}.$$

Определим наибольшее допустимое давление бурения секций в клиновом захвате. Для I-й секции при коэффициенте захвата $\lambda = 0,9$ получаем в соответствии с приложением 10 и формулами

$$(41): Q_{TK} = (118100 \cdot 0,9) \text{ кгс} = 106290 \text{ кгс};$$

$$(46): L_{K1} = \left[\frac{106290/1,10 - 9425}{32,5 (1 - 1,4/7,85)} \right] \text{ м} = 3306 \text{ м},$$

что значительно больше принятой длины этой секции $L_1 = 250 \text{ м}$.

Для 2-й секции аналогично

$$(41): Q_{TK}^c = (107000 \cdot 0,9) \text{ кгс} = 96300 \text{ кгс};$$

$$(46): L_{K2} = \left[\frac{96300/1,10 - 6594 - 9425}{29,5 (1 - 1,4/7,85)} \right] \text{ м} = 2951 \text{ м},$$

что больше длины этой секции $L_2 = 1701 \text{ м}$.

Таким образом, вся буровая колонна длиной 2027 м может быть спущена с использованием клинового захвата ПКР-560.

В итоге проектировочного расчета получена следующая конструкция буровой колонны (бурение производится двухсекционным турбобуром диаметром 190/195 мм, длиной 14 м):

	Размеры, мм	Длина, м
УБТС.2 (наружный x внутренний диаметры)	178x80	50
УБТ (наружный x внутренний диаметры)	146x74	12
ТБВ (диаметр x толщина стенки, группа прочности)	127x10Д	250
ТБВ (диаметр x толщина стенки, группа прочности)	127x9Д	1701

П Р И М Е Р 4

Расчитать конструкцию буровой колонны при исходных данных, взятых из примера 3. Бурение, как и в примере 3, ведется забойными двигателями, однако возможно вращение колонны с частотой $n = 50$ об/мин.

Компоновка УБТ остается той же, что и в примере 3. Согласно п. 3.38 для компоновки I-й над УБТ секции КБТ длиной 250 м используем трубы ТБК 127x10 Д ГОСТ 631-75 (БТ #7).

Эта труба удовлетворяет технологическим требованиям по наружному диаметру тела и $3C$, а также проходит по сопротивляемости наружному давлению.

Проверим выполнение условий прочности по усталости в нейтральном сечении колесами по формулам

$$(33): \ell_w = [(0,970 \cdot 50) \sqrt{633,5/32,1}] \text{ м} = 215,5 \text{ м};$$

$$(35): \mathcal{L}_0 = 19,50 \text{ м};$$

$$(36) f = \left(\frac{1,1 \cdot 215,5^2 - 155}{2} \right) \text{ мм} = 41,25 \text{ мм};$$

$$(29): R = \left(\frac{1000 \cdot 19,50^2}{\pi^2 \cdot 41,25} \right) \text{ м} = 934 \text{ м};$$

$$(26): M_N = \left(\frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 633,5}{100 \cdot 934} \right) \text{ м} = 142,5 \text{ м};$$

$$(27): G_N = (142,5/99,77) \text{ кгс/мм}^2 = 1,43 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(37): G_m = G_N; \quad G_a = (0,5 \cdot 1,43) \text{ кгс/мм}^2 = 0,715 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(64): n = n_G = 13,5/0,715 \frac{1}{1+(13,5/65) \cdot 2} = 13,34,$$

что значительно больше нормативного значения $n = 1,50$.

Проверим выполнение условий статической прочности рассматриваемой трубы в верхнем сечении скважины для случая отрыва долота от забоя в конце бурения интервала. Поскольку осевые и основные геометрические характеристики БГ №7 совпадают с характеристиками БГ №3, осевые растягивающие нагрузки и напряжения будут здесь такими же, как и в предыдущем примере. Это относится также и к изгибающим моментам и напряжениям на последующем искривленном участке.

Дополнительно (от вращения) касательные напряжения и напряжения изгиба находим по формулам

$$(24): M_K = (0,577 \sqrt{1,1^2 - 1} \cdot 6,67 \cdot 2 \cdot 99,77) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 352 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(25): \tau = [352 / (2 \cdot 99,77)] \text{ кгс/мм}^2 = 1,77 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$\frac{\sigma_p}{q \ell_w} = \frac{24497}{32,1 \cdot 215,5} = 3,54;$$

$$(30): L = (19,50 \sqrt{1 + 3,54^2 + 3,54}) \text{ м} = 52,40 \text{ м};$$

$$(29): R = \left(\frac{1000 \cdot 52,40^2}{\pi^2 \cdot 41,25} \right) \text{ м} = 6744 \text{ м};$$

$$(26): M_H = \left(\frac{2 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 63395}{100 \cdot 6744} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 19,73 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(38): G_H = \left(\frac{3 \cdot 19,73}{2 \cdot 99,77} \right) \text{ кгс/мм}^2 = 0,30 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(48): [G] = (38/1,45) \text{ кгс/мм}^2 = 26,21 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(47): G_9 = \left[\sqrt{(6,67 + 0,30)^2 + 3 \cdot 1,77^2} \right] \text{ кгс/мм}^2 = 7,61 \text{ кгс/мм}^2 < [G].$$

фактический запас статической прочности составляет

$$n = 38/7,61 = 5,00.$$

Проверим допустимость комбинации нагрузок G_p , M_K для замкового соединения ЗУК-155. По формуле (68) с учетом приложения 18 находим

$$P_{max} = (317,7/1,45 - 1,45 \cdot 12,56) \text{ тс} = 200,90 \text{ тс},$$

что существенно больше действующего значения $G_p = 24497 \text{ кгс} \approx 24,5 \text{ тс}$.

$$(70): \bar{M}_K^{(1)} = (13,56 \cdot 317,7/1,45 - 6,24 \cdot 24,5) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 2818 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(71): \bar{M}_K^{(2)} = (13,56 \cdot 327,3/1,45 + 1,15 \cdot 24,5) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 3086 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$\bar{M}_K = \bar{M}_K^{(1)} = 2818 \text{ кгс} \cdot \text{м},$$

что существенно больше действующего значения M_K .

Проверим выполнение условий статической прочности для I-й секции в ее положении на верхней границе искривленного участка при подъеме БК. Ранее было получено

$$G_p = 6,90 \text{ кгс/мм}^2; \quad G_H = 5,34 \text{ кгс/мм}^2,$$

Далее находим

$$(24): M_K = (0,577 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1} \cdot 6,90 \cdot 2 \cdot 99,77) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 364 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(25): \tau = [364/(2 \cdot 99,77)] \text{ кгс/мм}^2 = 1,83 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(47): G_9 = \left[\sqrt{(6,90 + 5,34)^2 + 3 \cdot 1,83^2} \right] \text{ кгс/мм}^2 = 12,65 \text{ кгс/мм}^2.$$

фактический запас прочности составляет

$$n = 38/12,65 = 3,00.$$

Совершенно очевидно, что комбинация нагрузок G_p , M_K здесь также допустима для ЗС с большим запасом.

Таким образом, БГ №7 по всем условиям подходит для компоновки I-й секции КБ1.

Для компоновки 2-й секции рассмотрим БГ №1 сформированной последовательности, удовлетворяющую всем технологическим требова-

или к изменению достаточную сопротивляемость наружному сжимающему давлению.

Определим (первое приближение) допустимую длину 2-й секции БГ №1 по формулам

$$(45): Q_{\text{max}} = (38 \cdot 3336 / 1,45) \text{ кгс} = 87426 \text{ кгс};$$

$$(44): l_2 = \left[\frac{87426 / 1,10 - 1,15 (6594 + 9425) - 0,6 \cdot 9331}{1,15 \cdot 29,5 (1 - 1,4 / 7,85)} \right] \text{ м} = 1990 \text{ м},$$

что больше необходимой длины 2-й секции $l_2 = 1701 \text{ м}$.

Далее проверим, прежде всего, удовлетворяет ли данная труба условиям статической и усталостной прочности в предположаемом наиболее опасном сечении на верхней границе искривленного участка.

Условия статической прочности с использованием результатов расчета в примере 3 ($Q_p = 69742 \text{ кгс}$; $\sigma_p = 20,91 \text{ кгс/мм}^2$;

$\sigma_{\text{ш}} = 5,34 \text{ кгс/мм}^2$) проверяем для тела трубы по формулам

$$(24): M_K = (0,577 \cdot \sqrt{1+1^2} - 1) \cdot 20,91 \cdot 2 \cdot 91,98 \text{ кгс} \cdot \text{м} = 1017 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(25): \tau = [1017 / (2 \cdot 91,98)] \text{ кгс/мм}^2 = 5,53 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(47): \sigma_3 = \left[\sqrt{(20,91 + 5,34)^2 + 3 \cdot 5,53^2} \right] \text{ кгс/мм}^2 = 27,95 \text{ кгс/мм}^2 > [\sigma]$$

Фактический запас статической прочности составляет

$$n = 38 / 27,95 = 1,36,$$

что меньше нормативного значения $n = 1,45$.

Можно также убедиться (расчет не приводим), что сопротивление усталости данной трубы на верхней границе искривленного участка недостаточно.

На устье скважины ($\sigma_p = 23,08 \text{ кгс/мм}^2$, пример 3) аналогично предыдущему получаем

$$(24): M_K = 1123 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(25): \tau = 6,10 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(47): \sigma_3 = (\sqrt{23,08^2 + 3 \cdot 6,10^2}) \text{ кгс/мм}^2 = 25,40 \text{ кгс/мм}^2 < [\sigma]$$

Фактический запас статической прочности составляет

$$n = 38 / 25,40 = 1,496,$$

что больше нормативного значения.

Таким образом, на участке скважины ниже 1-го (вертикального) участка нужны трубы, обладающие большей статической и усталостной прочностью. При этом с учетом небольшой длины вертикального участка

2-ю секцию параллельно обкомпоновать до устья скважины. С указанной целью проверим для тех же условий трубы ТБЖ 127х9 В ГОСТ 631-75 (БТ № 6 с последовательности). Поскольку весовые и основные геометрические характеристики БТ № 6 совпадают с характеристиками БТ № 1, будем использовать здесь результаты примера 3 по определению осевых растягивающих нагрузок, изгибающих моментов и соответствующих напряжений.

Допускочные напряжения для БТ № 6 составляют

$$[G] = (E5/1,45) \text{ кгс/мм}^2 = 37,93 \text{ кгс/мм}^2,$$

поскольку данная труба удовлетворяет условиям статической прочности на верхней границе изогнутого участка и на устье скважины.

Проверим выполнение условий сопротивления усталости на верхней границе изогнутого участка для условий бурения при $\mu = 0$.

Ранее было получено

$$Q_{B1} = 6594 \text{ кгс}; (Q_{B2})_M = 33862 \text{ кгс}.$$

Далее находим

$$(8): Q_H = [(6594 + 33862) \cos 10^\circ] \text{ кгс} = 39842 \text{ кгс};$$

$$(9): Q_H = \left\{ (1 - \frac{104}{7,85}) \left[29,5 \cdot 250 (\sin 10^\circ - \sin 0^\circ) \right] \right\} \text{ кгс} = 1063 \text{ кгс};$$

$$(14): Q_p = (39842 + 1063) \text{ кгс} = 40896 \text{ кгс};$$

$$(5): G_p = (40896/3336) \text{ кгс/мм}^2 = 12,26 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(26): M_H = \frac{(2 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 584,1)}{108 \cdot 250} \text{ кгс} \cdot \text{м} = 430,7 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): G_H = (430,7/91,98) \text{ кгс/мм}^2 = 5,04 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$G_a = G_H; G_m = 0;$$

$$(64): n_0 = (13,5/5,34) \cdot (1 - 12,26/75) = 2,11;$$

$$(24): M_K = (0,577 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1 \cdot 12,26 \cdot 2 \cdot 91,98}) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 596,35 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(28): \tau = [596,35 / (2 \cdot 91,98)] \text{ кгс/мм}^2 = 3,24 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(65): n_\tau = 0,577 \cdot 55 / 3,24 = 9,79;$$

$$(63): n = \frac{2,11 \cdot 9,79}{\sqrt{2,11^2 + 9,79^2}} = 2,06,$$

что больше нормативного значения $n = 1,50$.

Проверим соответствие БТ № 6 условиям сопротивления усталости в нижней части 2-й секции для условий бурения ($\mu = 0$) по форму-

лам (ранее было получено $Q_{сг} = 6594$ кгс)

$$(8): Q_H = (6594 \cdot \cos 10^\circ) \text{ кгс} = 6494 \text{ кгс};$$

$$(14): Q_p = Q_H = 6494 \text{ кгс};$$

$$(5): G_L = (6494/3336) \text{ кгс/км}^2 = 1,95 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(33): L_w = (0,970 \cdot 50 \cdot \sqrt{564,1/29,5}) \text{ м} = 215,8 \text{ м};$$

$$(35): \Delta L_u = [(66,408/50) \cdot \sqrt{215,8}] \text{ м} = 19,51 \text{ м};$$

$$\frac{Q_H}{qL_w} = \frac{6494}{29,5 \cdot 215,8} = 1,02;$$

$$(30): L = (19,51 \sqrt{\sqrt{1 + 1,02^{2,7}} + 1,02}) \text{ м} = 30,53 \text{ м};$$

$$(29): R = \left(\frac{1000 \cdot 30,53^2}{\pi^2 \cdot 41,25} \right) \text{ м} = 2289 \text{ м};$$

$$(26): M_H = \left(\frac{2 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 584,1}{100 \cdot 2289} \right) \text{ кгс} \cdot \text{м} = 53,60 \text{ кгс} \cdot \text{м};$$

$$(27): \sigma_H = (53,60/91,98) \text{ кгс/мм}^2 = 0,58 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(37): \sigma_m = 0,58 \text{ кгс/мм}^2; \quad \sigma_a = 0,29 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$(64): n = r_y = \frac{13,5}{0,29} \cdot \frac{1 - (1,95/75)}{1 + (13,5/75) \cdot 2} = 33,33,$$

что существенно больше нормативного значения.

Как следует из полученных результатов, комбинация действующих значений Q_p , M_K является допустимой (с большим запасом) для сварных соединений ЗУБ-155. Необходимый момент затяжки такой же, как ЗУ-155 (пример 3).

Таким образом, БТ №6 отвечает всем условиям и может быть принята для компоновки 2-й секции.

В итоге проекторочного расчета получена конструкция буровой колонны, отличающаяся от указанной в примере 3 заменой труб ТБВ 127х10 Д на ТБК 127х10 Д и ТБВ 127х9 Д на ТБК 127х9 Е.

На основании расчетов, выполненных в примере 3, следует, что данная буровая колонна может быть спущена с использованием клинкового захвата ИКР-560.

Геометрические и массовые (весовые) характеристики стальных буровых труб отечественного производства

42-5611

Внешний (условный) диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь поперечно- го сечения, мм ²		Площадь опасного сечения, мм ²	Осевой мо- мент инер- ции попе- речного сечения, см ⁴	Осевой момент сопротивления, см ³		Тип замково- го сое- динения (ЗС)	Наруж- ный ди- аметр ЗС, мм	Внутрен- ний ди- аметр ЗС, мм	Масса (вес) 1 м трубы, кг(кгр)	Приведен- ная масса (вес) 1 м трубы, кг(кгр)					
			тела	канала			гладкой трубы	высаяенно- го конца в опасном сечении										
Буровые трубы с высаяенным внутри концом ТББ и навинченными замками (ГОСТ 631-75, тип I)																		
60,3 (60)	7	46,3	1172	1684	1200	42,34	14,04	12,73	ЗН-80	80	25	9,2	10,1					
	9	42,3	1450	1405	1655	49,18	16,31	15,41						12,3				
73,0 (73)	7	59,0	1451	2734	1528	79,92	21,90	20,86	ЗН-108	108	54	11,4	13,0					
	9	55,0	1810	2376	2344	94,48	25,89	27,58						ЗН-95	95	32	12,7	
	II	51,0	2143	2043	2710	106,2	29,09	29,58						ЗН-108	108	54	14,2	15,8
ЗН-95									95	32	15,5							
89,0 (89)	7	75,0	1808	4418	2038	152,7	34,31	35,38	ЗН-108	108	38	14,2	15,8					
	9	71,0	2262	3959	3113	183,2	41,18	47,77						ЗН-108	108	38	17,8	19,4
	II	67,0	2695	3526	3457	209,1	46,98	50,81						ЗН-108	108	38	21,2	22,7
101,6 (102)	7	87,6	2080	6027	2205	234,0	46,06	45,73	ЗН-133	133	72	16,4	19,3					
	8	85,6	2352	5755	2706	260,0	51,08	53,89						18,5	21,5			
	9	83,6	2618	5489	3181	283,3	55,76	60,89						20,4	23,5			
	10	81,6	2878	5230	3632	305,4	60,12	66,83						22,4	25,5			
114,3 (114)	7	100,3	2360	7901	3225	341,0	59,67	73,69	ЗН-146	146	80	18,5	21,7					
	8	98,3	2672	7589	3774	379,5	66,40	83,25						ЗН-146	146	80	20,9	24,2
	9	96,3	2977	7284	4299	415,7	72,73	91,55						ЗН-146	146	80	23,3	26,0
	10	94,3	3277	6984	4798	449,7	78,68	98,72						ЗН-146	146	80	25,7	28,3
	II	92,3	3570	6691	5039	481,6	84,26	101,90						ЗН-146	146	80	28,0	30,6
127,0 (127)	7	113,0	2639	10029	3587	476,6	75,06	98,40	ЗН-155	155	95	20,7	24,0					
	8	111,0	2991	9677	4218	531,8	83,75	106,4						23,5	26,8			
	9	109,0	3336	9331	4825	584,1	91,98	117,9						26,2	29,5			
	10	107,0	3676	8992	5406	633,5	99,77	128,0						28,9	32,1			

Продолжение прил. 1

Внешний (условный) диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²		Площадь опасного сечения, мм ²	Осевой момент инерции поперечного сечения, см ⁴	Осевой момент сопротивления, см ³		Тип замкового соединения (ЗС)	Внешний диаметр ЗС, мм	Внутренний диаметр ЗС, мм	Масса (вес) I м трубы, кг (кго)	Приведенная масса (вес) I м трубы, кг (кго)
			голова	канала			гладкой части трубы	всесоюзного конца в опасном сечении					
139,7	8	123,7	3310	12018	4963	720,3	103,1	141,5	ЗМ-178	178	101	26,0	31,0
	9	121,7	3695	11632	5652	792,8	113,5	156,6	ЗМ-178	178	101	29,0	34,0
	10	119,7	4075	11263	6316	861,9	123,4	170,1	ЗМ-178	178	101	32,0	37,0
	11	117,7	4448	10880	7264	927,6	132,8	187,6	ЗМ-178	178	101	35,0	39,9
168,3 (168)	9	150,3	4504	17742	7089	1433	170,3	242,0	ЗМ-197	197	89	35,3	41,6
	10	148,3	4973	17273	7917	1564	185,9	263,9	ЗМ-203	203	127	39,0	41,3
									ЗМ-197	197	89	39,0	45,2
ЗМ-203	203	127	39,0	48,0									
Бурильные трубы с высверленным наружу концом ТБН и напильничным замком (ГОСТ 631-75, тип 2)													
101,6 (102)	8	86,6	2352	5755	2965	259,5	51,08	68,86	ЗМ-146	146	80	18,5	21,7
	9	88,6	2618	5189	3248	283,3	55,76	74,11	ЗМ-146	146	80	20,4	23,7
	10	81,6	2878	5230	3526	305,4	60,12	79,08	ЗМ-146	146	80	22,4	25,7
174,3 (114)	8	96,3	2672	7589	3338	379,5	66,40	88,00	ЗВ-155	155	95	20,9	24,2
	9	96,3	2977	7284	3602	415,7	72,73	96,00				23,3	26,5
	10	94,3	3277	6984	3879	449,7	78,68	101,6				25,7	28,8
	11	92,3	3570	6691	4290	481,6	84,26	107,8				28,0	31,1
139,7 (140)	8	123,7	3310	12018	4561	720,3	103,1	148,7	ЗВ-185	185	120	26,0	30,4
	9	121,7	3695	11632	4963	792,8	113,5	159,0				29,0	33,3
	10	119,7	4075	11263	5359	861,9	123,4	170,1				32,0	36,2
	11	117,7	4448	10880	5748	927,6	132,8	180,1				35,0	39,1
Бурильные трубы с высверленным внутрь концом и коническим стабилизирующим пояском ТБН (ГОСТ 631-75, тип 3)													
89,0 (89)	9	71,0	2262	3959	-	183,2	41,18	-	ЗМК-118	118	62	17,8	19,7
	11	67,0	2695	3526	-	205,1	46,98	-				21,2	23,0
101,6 (102)	9	83,6	2618	5489	-	283,3	55,76	-	ЗМК-133	133	72	20,6	23,3
	10	81,6	2878	5230	-	305,4	60,12	-				22,6	25,8

Наружный (условный) диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²		Площадь опасного сечения, мм ²	Осевой момент инерции поперечного сечения, см ⁴	Осевой момент сопротивления, см ³		Тип замкового соединения (ЗС)	Наружный диаметр ЗС, мм	Внутренний диаметр ЗС, мм	Масса (вес) I м трубы, кг (кгс)	Приведенная масса (вес) I м трубы, кг (кгс)
			тела	канала			гидравлической части трубы	высвешенного конца в опасном сечении					
114,3 (114)	9	96,3	2977	7284	-	415,7	72,73	-	ЗМК-146	146	82	23,4	26,6
	10	94,3	3277	6984	-	449,7	78,68	-				25,7	28,9
	11	92,3	3570	6691	-	481,6	84,26	-				28,0	31,1
127,0 (127)	9	109,0	3336	9331	-	584,1	91,98	-	ЗМК-156	156	95	26,2	29,5
	10	107,0	3676	8932	-	633,5	99,77	-				28,9	32,1
139,7 (140)	9	121,7	3695	11632	-	792,8	119,5	-	ЗМК-178	178	101	29,0	34,4
	10	119,7	4078	11253	-	861,9	123,4	-				32,0	37,2
	11	117,7	4448	10680	-	927,6	132,8	-				34,9	40,0
Буровые трубы с приваренным во высвешенной части буровым замком													
ТНВ (Т 14-3-577-77)													
114,3 (114)	9	96,3	2977	7284	5185	415,7	72,73	129,4	ЗН-114	156	96	23,3	26,6
	10	94,3	3277	6984	5,85	449,7	78,68	134,8				25,7	29,1
127 (127,0)	9	109,0	3336	9331	4983	584,1	91,98	138,9	ЗН-127	170	110	26,2	30,4
	10	107,0	3676	8932	5322	633,5	99,77	146,2				28,9	33,0
ТНВ (Т 39-01-10-685-81)													
89,0 (89)	9	71,0	2262	3959	4072	183,2	41,18	62,29	ЗН-108	108	80	17,8	19,7
	11	67,0	2635	3526	4771	209,1	46,98	67,10				21,2	23,0
ТНВ (Т 14-3-1187-83)													
114,3 (114)	9	96,3	2977	7284	5235	415,7	72,73	125,5	ЗН-114	156	96	23,3	26,7
	10	94,3	3277	6984	5235	449,7	78,68	125,5				25,7	28,9
127,0 (127)	9	109,0	3336	9331	5819	584,1	91,98	156,5	ЗН-127	170	110	26,2	30,8
	10	107,0	3676	8932	5819	633,5	99,77	156,5				28,9	32,8

Примечания:

1. При расчете приведенной массы длина труб ТНВ (Т 39-01-10-685-81) принята равной 12,1 м, труб ТНВ (Т 14-3-1187-83) - 12,7^{0,08} м.
2. В двух последних графах численные значения массы (М) и веса (техническая система единиц) совпадают.

Приложение 2

Геометрические и массовые (весовые) характеристики буровых труб из алюминиевых сплавов (ГОСТ 23786-79)

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм		Внутренний диаметр тела, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²		Осевой момент инерции поперечного сечения, см ⁴	Осевой момент сопротивления, см ³		Замковое соединение		Масса (вес) [*] I м трубы, кг (кгс)	Длина трубы с замком, м	Приведенная масса (вес) [*] I м трубы, кг (кгс)	Приведенная плотность (удельный вес), г/см ³ (то/см ³)
	тела	в месте посадки на клинья		тела	канала		гладкой части	высшего конца в основной плоскости резьбы	тип	внутренний диаметр, мм				
73	9	16	55	1810	2376	94,48	25,89	28,79	ЗМ-95 ^{***}	32	4,8	9,3	6,4	3,37
									ЗМ-106	54	4,8	9,3	6,8	3,49
90	9	16	72	2290	4072	190,2	42,27	50,41	ЗМ-106 ^{***}	56	6,6	9,4	7,6	3,17
103	9	15	85	2658	5674	296,2	57,52	72,26	ЗМ-108	56	8,0	9,5	9,2	3,09
114	10	15	94	3267	6940	445,8	78,21	87,75	ЗМ-140	80	9,6	12,4	11,2	3,12
129	9	15	111	3393	9677	614,2	95,22	118,3	ЗМ-152	95	10,2	12,4	12,2	3,17
	11	17	107	4078	8992	715,2	111,0	129,7	ЗМ-152	95	12,0	12,4	14,0	3,11
147	9	15	129	3902	13070	922,8	126,9	161,1	ЗМ-172	110	11,7	12,4	14,4	3,21
	11	17	125	4700	12272	1094	148,8	177,7	ЗМ-172	110	13,9	12,4	16,5	3,15
	13	20	121	5473	11499	1240	168,7	199,7	ЗМ-172	110	16,1	12,4	18,6	3,11
	16	22	117	6220	10751	1372	186,7	212,3	ЗМ-172	110	18,2	12,4	20,6	3,07
	17	24	113	6943	10029	1492	203,0	223,6	ЗМ-172	110	20,1	12,4	22,5	3,04
170	11	17	148	5495	17203	1745	205,3	250,3	ЗМ-197	127	16,2	12,4	19,2	3,21

* Численные значения массы (СИ) и веса (техническая система единиц) совпадают.

** Число обозначает наружный диаметр замкового соединения в мм.

*** Замки типа ЗМ выполнены с уменьшенными длинами ниппелей и муфт (ТУ 26-02-72-76).

Геометрические и массовые (весовые) характеристики импортных (по стандартам АНИ) буровых труб

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²		Осевой момент		Тип резьбы	Грунт прочности	Тип замкового соединения (ЗС)	Наружный диаметр ЗС, мм	Внутренний диаметр ЗС, мм	Масса (вес) 1 м труб, кг (кго)	Приведенная масса (вес) 1 м труб, кг (кго)							
			внутреннего канала	канала	инерции поперечного сечения, см ⁴	сопротивления, см ³														
80,3 (2 3/8)	7,11	46,1	1189	1668	42,77	14,19	Ю	Е-75	МС26(2 3/8ДП)	85,7	44,4	9,91	10,4							
							Ю ^В	Х-95	МС26(2 3/8ДП)	85,7	44,4	9,91	10,4							
							Ю ^Н	G-105	МС26(2 3/8ДП)	85,7	44,4	9,91	10,4							
73,0 (2 7/8)	5,51	62,0	1189	3017	66,96	18,35	Ю	Е-75	МС31(2 7/8ДП)	104,8	54,0	10,2	10,9							
							Ю ^В	Х-95	МС31(2 7/8ДП)	104,8	54,0	10,2	11,6							
							Ю ^Н	Г-105	МС31(2 7/8ДП)	104,8	54,0	10,2	11,6							
	7,82	57,4	1602	2584	82,26	23,63	Ю ^В	Е-75	МС26(2 3/8ДП)	85,7	44,5	12,8	13,8							
							Ю ^{ВВ}	Е-75	МС31(2 7/8ДП)	104,8	54,0	12,8	14,5							
							Ю ^{ВН}	Х-95	МС26(2 3/8ДП)	85,7	44,5	12,8	13,9							
							Ю ^{ВВВ}	Х-95	МС31(2 7/8ДП)	104,8	54,0	12,8	14,6							
							Ю ^{ВВН}	G-105	МС26(2 3/8ДП)	85,7	44,5	12,8	13,9							
							Ю ^{ВВН}	G-105	МС31(2 7/8ДП)	104,8	54,0	12,8	14,6							
	9,19	54,6	1844	2343	95,71	26,22	Ю	Е-75	МС31(2 7/8 ДП)	104,8	54,0	15,4	16,1							
							Ю	Х-95	МС31(2 7/8 ДП)	104,8	50,5	15,4	16,2							
							Ю	G-105	МС31(2 7/8 ДП)	104,8	50,5	15,4	16,2							
							Ю	S-135	МС31(2 7/8 ДП)	111,1	41,3	15,4	16,7							
							88,9 (3 1/2)	6,45	76,0	1671	4536	143,36	32,13	Ю	Е-75	МС38	120,7	76,2	14,2	15,3
														Ю ^В	Х-95	МС38(3 1/2ДП)	120,7	68,3	14,2	15,5
Ю ^В	G-105	МС38(3 1/2ДП)	120,7	68,3	14,2	15,5														
9,35	70,2	2336	3870	188,09	42,16	Ю	Е-75	МС38(3 1/2ДП)	120,7	68,3	19,8	20,6								
						Ю	Х-95	МС38(3 1/2ДП)	127,0	65,1	19,8	21,3								
						Ю	G-105	МС38(3 1/2ДП)	127,0	61,9	19,8	21,4								
						Ю	S-135	МС38(3 1/2ДП)	127,0	54,0	19,8	21,5								
						Ю	S-135	МС40(4ДП)	136,6	61,9	19,8	26,3								
						11,40	66,1	2777	3432	213,71	47,90	Ю	Е-75	МС38(3 1/2 ДП)	127,0	65,1	23,1	24,6		
Ю	Х-95	МС38(3 1/2 ДП)	127,0	61,9	23,1							24,6								
Ю	G-105	МС38(3 1/2 ДП)	127,0	54,0	23,1							24,7								
Ю	S-135	МС40(4 ДП)	139,7	57,2	23,1							26,0								

Внешний диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²		Осевой момент		Тип изоляции	Группа прочности	Тип замкового соединения (ЗС)	Внешний диаметр ЗС, мм	Внутренний диаметр ЗС, мм	Масса (вес) 1 м трубы, кг (лбр)	Привалочная масса (вес) 1 м трубы, кг (лбр)							
					инерции поперечного сечения, см ⁴	оспротивляющих, см ³														
														тола	канала					
101,6 (4)	8,38	84,8	2456	5653	268,74	52,90	IV	E-75	HC40(4 PH)	133,4	71,4	20,9	22,5							
							IV	E-75	HC46(4 IP)	152,4	82,6	20,9	23,8							
							IV	X-96	HC40(4 PH)	133,4	68,3	20,9	22,6							
							IV	X-96	HC46(4 IP)	152,4	82,6	20,9	23,7							
							IV	G-106	HC40(4 PH)	139,7	61,9	20,9	23,3							
							IV	G-106	HC46(4 IP)	152,4	82,6	20,9	23,7							
							IV	S-136	HC40(4 PH)	139,7	50,8	20,9	23,6							
							IV	S-136	HC46(4 IP)	152,4	76,2	20,9	23,9							
							114,3 (4 1/2)	6,88	100,5	2323	7939	336,26	68,84	IV ²	E-75	HC46(4 IP)	152,4	85,7	20,5	23,3
														IV ²	E-75	HC50(4 1/2 IP)	158,8	98,4	20,5	23,0
8,56	97,2	2843	7417	400,03	70,00	IV		E-75	4 1/2 PH	152,4	76,2	24,7	27,0							
						IV		E-75	HC50(4 1/2 IP)	161,9	96,3	24,7	27,0							
						IV ²		E-75	HC46(4 IP)	158,8	82,6	24,7	27,4							
						IV ²		E-75	4 1/2 PH	152,4	76,2	24,7	27,2							
						IV		X-96	4 1/2 PH	152,4	76,2	24,7	27,2							
						IV		X-96	HC50(4 1/2 IP)	161,9	96,3	24,7	27,0							
						IV ²		X-96	HC46(4 IP)	158,8	76,2	24,7	27,6							
						IV ²		X-96	4 1/2 PH	152,4	76,2	24,7	27,2							
						IV		G-106	4 1/2 PH	152,4	76,2	24,7	27,2							
						IV		G-106	HC50(4 1/2 IP)	161,9	96,3	24,7	27,0							
						IV ²		G-106	HC46(4 IP)	158,8	76,2	24,7	27,6							
						IV ²		G-106	HC4 1/2 PH	152,4	76,2	24,7	27,2							
						IV		S-136	HC4 1/2 PH	158,8	63,5	24,7	27,8							
						IV		S-136	HC50(4 1/2 IP)	161,9	88,9	24,7	27,3							
						IV ²		S-136	HC46(4 IP)	158,8	69,9	24,7	27,6							
						IV ²		S-136	4 1/2 PH	158,8	63,5	24,7	27,8							
						10,92		92,5	3547	6714	479,06	83,83	IV	E-75	HC50(4 1/2 IP)	161,9	92,1	29,8	32,7	
													IV ²	E-75	4 1/2 PH	152,4	76,2	29,8	32,4	
													IV ²	E-75	HC46(4 IP)	158,8	76,2	29,8	33,0	
													IV	X-96	HC50(4 1/2 IP)	161,9	88,9	29,8	34,4	
IV ²	X-96	4 1/2 PH	152,4	63,5	29,8								32,3							

Внутренний диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²		Осевой момент		Тип насадки	Грунт прочности	Тип замкового соединения (ЗС)	Внутренний диаметр ЗС, мм	Внутренний диаметр ЗС, мм	Масса (вес) I и II в трубы, кг (лбр)	Длина (вес) I и II в трубы, кг (лбр)	
			толка	канала	инерции поперечного сечения, см ⁴	сопротивления, см ³								
114,3(4 1/2)							ЛМУ ^М	X-95	NC 46(4 I)	158,8	69,9	29,8	33,1	
							МУ	G-105	NC 50(4 I/2 I)	161,9	88,9	29,8	34,4	
							ЛМУ ^М	G-105	4 I/2 И	152,4	63,5	29,8	32,3	
							МУ ^М	G-105	NC 46(4 I)	158,8	63,5	29,8	33,4	
							МУ	S-135	NC 50(4 I/2 I)	168,3	76,2	29,8	36,4	
							ЛМУ ^М	S-135	NC 46(4 I)	158,8	37,2	29,8	33,6	
127,0 (5)	7,62	112,0	2822	9845	505,68	79,64	ЛМУ ^М	E-75	NC 50(4 I/2 I)	161,9	95,3	24,2	27,5	
							ЛМУ ^М	X-95	NC 50(4 I/2 I)	161,9	95,3	24,2	27,5	
							ЛМУ ^М	G-105	NC 50(4 I/2 I)	161,9	95,3	24,2	27,5	
							ЛМУ ^М	S-135	NC 50(4 I/2 I)	161,9	88,9	24,2	28,5	
							ЛМУ	E-75	5 I/2 И	177,8	95,3	29,0	33,4	
							ЛМУ ^М	E-75	NC 50(4 I/2 I)	161,9	95,3	29,0	31,3	
	9,19	106,6	3403	9266	493,68	93,49	ЛМУ	X-95	5 I/2 И	177,8	95,3	29,0	36,5	
							ЛМУ ^М	X-95	NC 50(4 I/2 I)	161,9	88,9	29,0	31,4	
							ЛМУ	G-105	5 I/2 И	177,8	95,3	29,0	33,5	
							ЛМУ ^М	G-105	NC 50(4 I/2 I)	165,1	82,6	29,0	32,0	
							ЛМУ	S-135	5 I/2 И	184,2	88,9	29,0	34,6	
							ЛМУ ^М	S-135	NC 50(4 I/2 I)	168,3	69,9	29,0	32,9	
	12,70	101,6	4560	8107	767,33	118,73	ЛМУ	E-75	5 I/2 И	177,8	88,9	36,1	42,5	
							ЛМУ ^М	E-75	NC 50(4 I/2 I)	161,9	88,9	36,1	40,2	
							ЛМУ	X-95	5 I/2 И	177,8	88,9	36,1	42,6	
							ЛМУ ^М	X-95	NC 50(4 I/2 I)	165,1	76,2	36,1	40,9	
							ЛМУ	G-105	5 I/2 И	184,2	88,9	36,1	43,2	
							ЛМУ ^М	G-105	NC 50(4 I/2 I)	168,3	69,9	36,1	41,9	
	139,7(5 1/2)	7,72	124,8	3902	12127	699,33	100,12	ЛМУ ^М	E-75	5 I/2 И	177,8	101,6	26,6	31,9
								ЛМУ ^М	X-95	5 I/2 И	177,8	101,6	26,6	32,1
								ЛМУ ^М	G-105	5 I/2 И	177,8	101,6	26,6	32,1
								ЛМУ ^М	S-135	5 I/2 И	177,8	101,6	26,6	32,1

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²		Осевой момент		Тип замка	Группа прочности	Тип замкового соединения (ЗС)	Наружный диаметр ЗС, мм	Внутренний диаметр ЗС, мм	Масса (вес) I м трубы, кг (кго)	Приведенная масса (вес) I м трубы, кг (кго)							
			тола	канала	инерции поперечного сечения, см ⁴	сопротивления, см ³														
139,7(5 1/2)	9,17	121,4	3760	11568	804,82	115,22	1BU	E-75	5 1/2 ЗН	177,8	101,6	32,6	35,7							
							1BU*	E-75	5 1/2 ЗН	187,3	119,1	32,6	36,1							
							1BU	X-95	5 1/2 ЗН	177,8	95,3	32,6	36,1							
							1BU	G-105	5 1/2 ЗН	184,2	88,9	32,6	37,2							
							1BU*	G-105	5 1/2 ЗН	177,8	101,6	32,6	35,7							
							1BU*	G-105	5 1/2 ЗН	187,3	119,1	32,6	36,4							
							1BU	S-135	5 1/2 ЗН	190,5	76,2	32,6	38,5							
	10,54	118,6	4277	11051	897,77	128,53	1BU	E-75	5 1/2 ЗН	177,8	101,6	36,8	40,0							
							1BU	X-95	5 1/2 ЗН	184,2	88,9	36,8	41,5							
							1BU	G-105	5 1/2 ЗН	184,2	88,9	36,8	41,5							
							1BU	S-135	5 1/2 ЗН	190,5	76,2	36,8	42,8							
							152,4(6)	8,23	135,9	3227	14514	971,62	127,51	1BU*	E-75	5 1/2 ЗН	187,3	122,2	32,8	35,7
														1BU*	X-95	5 1/2 ЗН	187,3	122,2	32,8	36,0
														1BU*	G-105	5 1/2 ЗН	187,3	122,2	32,8	36,0
1BU*	S-135	5 1/2 ЗН	187,3	122,2	32,8	36,0														
9,65	133,1	4328	13914	1107,38	145,33	1BU*		E-75	5 1/2 ЗН	187,3	122,2	37,2	40,0							
						1BU*		X-95	5 1/2 ЗН	187,3	122,2	37,2	40,2							
						1BU*		G-105	5 1/2 ЗН	187,3	122,2	37,2	40,2							
						1BU*	S-135	5 1/2 ЗН	187,3	119,1	37,2	40,2								
168,3(6 5/8)	8,38	151,5	4210	18036	1349,59	160,38	1BU	E-75	6 5/8 ЗН	203,2	127,0	37,5	41,9							
							1BU*	X-95	6 5/8 ЗН	203,2	127,0	37,5	42,5							
							1BU*	G-105	6 5/8 ЗН	203,2	127,0	37,5	42,5							
							1BU*	S-135	6 5/8 ЗН	203,2	127,0	37,5	42,5							
							1BU*	S-135	6 5/8 ЗН	203,2	127,0	37,5	42,5							

Примечания:

1. Звездочками отмечены трубы, сведения о которых взяты из проспектов фирмы "Маннессманн" (1980):

* Труба имеет частичные для данного типоразмера (группа прочности, толщина стенки или тип замка) отличия от стандарта АНН (API RP 7G, 1976).

Трубы данного типоразмера не приводятся в стандарте АНН (API RP 7G, 1976).

2. Численные значения массы (СИ) и веса (техническая система единиц) в двух последних графах совпадают.

Нагрузка Акселер. м/с ² .	Положение стержня, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (тс)					Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, Н·м (кгс·м)				
		Д	К	Б	Л	М	Д	К	Б	Л	М
101,6	7	774,7 (79,06)	1019 (104,0)	1121 (114,4)	1325 (135,2)	1529 (156,0)	1907 (2021)	26062 (2659)	28668 (2926)	33880 (3457)	39093 (3909)
	8	876,0 (89,39)	1153 (117,6)	1268 (129,4)	1498 (152,9)	1729 (176,4)	21966 (2241)	28903 (2949)	31793 (3244)	37574 (3834)	43354 (4424)
	9	976,0 (99,49)	1283 (130,9)	1411 (144,0)	1668 (170,2)	1924 (196,4)	23979 (2447)	31551 (3220)	34707 (3541)	41017 (4185)	47327 (4829)
	10	1072 (109,4)	1410 (143,9)	1551 (158,3)	1833 (187,1)	2115 (215,8)	26853 (2638)	34017 (3471)	37118 (3818)	44222 (4512)	51025 (5207)
114,3	7	878,7 (89,67)	1156 (118,0)	1272 (129,8)	1503 (153,4)	1734 (177,0)	25660 (2618)	33764 (3445)	37140 (3790)	43993 (4479)	50646 (5168)
	8	994,9 (101,5)	1309 (133,6)	1440 (146,9)	1702 (173,7)	1964 (200,4)	28554 (2914)	37571 (3834)	41328 (4217)	48842 (4984)	56356 (5751)
	9	1109 (113,1)	1459 (148,9)	1605 (163,8)	1897 (193,5)	2188 (223,3)	31276 (3191)	41153 (4199)	45268 (4619)	53498 (5459)	61728 (6299)
	10	1220 (124,5)	1606 (163,8)	1786 (180,2)	2087 (213,0)	2408 (245,8)	33834 (3452)	44518 (4543)	48970 (4997)	57873 (5906)	66777 (6814)
	11	1329 (135,6)	1749 (178,5)	1924 (196,3)	2274 (232,0)	2624 (267,7)	36234 (3697)	47676 (4865)	52443 (5351)	61979 (6324)	71514 (7288)
127,0	7	982,7 (100,3)	1293 (131,9)	1422 (145,1)	1681 (171,5)	1940 (197,9)	32276 (3293)	42469 (4334)	46715 (4767)	55209 (5634)	63903 (6500)
	8	1114 (113,7)	1466 (149,5)	1612 (164,5)	1905 (194,4)	2198 (224,3)	34013 (3476)	47385 (4835)	52123 (5319)	61800 (6286)	71077 (7253)
	9	1242 (126,8)	1635 (166,8)	1798 (183,5)	2125 (216,9)	2452 (250,2)	38562 (4036)	52043 (5310)	57247 (5842)	67855 (6904)	78064 (7986)
	10	1369 (139,7)	1801 (183,8)	1981 (202,2)	2341 (239,9)	2762 (281,7)	42903 (4378)	56451 (5780)	62096 (6336)	73386 (7488)	84676 (8640)
139,7	8	1233 (125,4)	1622 (165,5)	1784 (182,0)	2108 (215,1)	2433 (248,2)	44342 (4525)	58345 (5954)	64180 (6549)	76849 (7740)	87618 (8930)

Нагрузка диаметру стержня, мм	Тошма отвилл, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (кг)					Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, кН (кгс-м)				
		А	Б	В	Г	Д	А	Б	В	Г	Д
139,7	9	1376 (140,4)	1811 (184,8)	1992 (203,2)	2354 (240,2)	2716 (277,2)	48808 (4980)	64222 (6563)	70644 (7209)	83488 (8519)	96333 (9838)
	10	1517 (154,8)	1997 (203,7)	2196 (224,1)	2596 (264,9)	2995 (305,6)	53060 (5414)	69816 (7124)	76797 (7836)	90760 (9261)	104723 (10686)
	11	1656 (169,0)	2179 (222,4)	2397 (244,6)	2833 (289,1)	3269 (333,6)	57103 (5827)	75136 (7667)	82649 (8434)	97677 (9967)	112704 (11500)
168,3	9	1677 (171,2)	2207 (225,2)	2428 (247,7)	2869 (292,8)	3311 (337,8)	73242 (7474)	96371 (9834)	106008 (10817)	125282 (12784)	144556 (14761)
	10	1852 (189,0)	2437 (248,7)	2681 (273,5)	3168 (323,3)	3655 (373,0)	79920 (8155)	105158 (10730)	115674 (11803)	136706 (13950)	157737 (16096)
II класс											
57,5	5,6	340,0 (34,70)	447,4 (45,66)	492,1 (50,22)	581,6 (59,36)	671,1 (68,48)	4652 (474,7)	6121 (624,6)	6733 (687,0)	7967 (811,9)	9181 (936,9)
56,7	7,2	417,0 (42,55)	548,6 (55,98)	603,5 (61,58)	713,2 (72,78)	823,0 (83,97)	5312 (542,0)	6999 (713,2)	7688 (784,5)	9096 (927,1)	10483 (1070)
70,6	4,8	389,5 (37,71)	486,2 (49,61)	534,8 (54,57)	632,1 (64,50)	729,3 (74,42)	6676 (671,1)	8653 (883,0)	9518 (971,3)	11249 (1146)	12980 (1324)
70,2	5,6	423,2 (43,19)	556,9 (56,83)	612,6 (62,51)	724,0 (73,87)	836,3 (85,24)	7318 (746,7)	9628 (982,5)	10691 (1081)	12517 (1277)	14443 (1474)
69,8	6,4	474,7 (48,44)	624,6 (63,74)	687,1 (70,11)	812,0 (82,86)	937,0 (95,60)	7972 (813,5)	10489 (1070)	11538 (1177)	13636 (1391)	15734 (1606)
69,4	7,2	523,9 (53,46)	689,4 (70,35)	768,3 (77,38)	896,2 (91,45)	1034 (105,5)	8645 (871,9)	11243 (1147)	12367 (1262)	14616 (1491)	16864 (1721)
68,6	8,8	615,7 (62,82)	810,1 (82,66)	881,1 (90,93)	1053 (107,5)	1215 (124,0)	9465 (965,9)	12454 (1271)	13700 (1398)	16191 (1651)	1862 (19)
86,6	4,8	459,4 (46,87)	604,4 (61,68)	664,9 (67,84)	786,7 (80,18)	906,6 (92,51)	10281 (1049)	13528 (1380)	14861 (1518)	17686 (1795)	20292 (207)
86,2	5,6	528,1 (53,88)	694,8 (70,90)	764,3 (77,99)	903,3 (92,17)	1042 (106,3)	11544 (1178)	15189 (1560)	16708 (1705)	19746 (2015)	22784 (2325)

Надупный диаметр стержня, мм	Толщина стержня, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (тс)					Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, Н·м (кгс·м)				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
		85,8	6,4	594,5 (80,66)	782,3 (79,82)	860,5 (87,80)	1017 (103,8)	1173 (119,7)	12692 (1295)	16'00 (1704)	19370 (1875)
86,4	7,2	654,7 (67,22)	866,7 (88,44)	953,4 (97,29)	1127 (115,0)	1300 (132,7)	13732 (1401)	18068 (1844)	19875 (2028)	23489 (2397)	27702 (2786)
84,6	8,8	780,4 (79,63)	1027 (104,8)	1130 (115,3)	1335 (136,2)	1540 (157,2)	15506 (1582)	20403 (2082)	22443 (2280)	26524 (2706)	30604 (3123)
98,8	5,6	610,6 (62,31)	803,4 (81,98)	883,8 (90,19)	1044 (106,6)	1205 (123,0)	15553 (1583)	20464 (2086)	22511 (2297)	26604 (2715)	30697 (3132)
98,4	6,4	688,9 (70,25)	906,4 (92,49)	997,0 (101,7)	1178 (120,2)	1360 (138,7)	17188 (1754)	22615 (2306)	24877 (2538)	29400 (3000)	33923 (3462)
98,0	7,2	764,9 (78,05)	1006 (102,7)	1107 (113,0)	1308 (133,5)	1510 (154,0)	18692 (1907)	24595 (2510)	27054 (2751)	31973 (3263)	36992 (3764)
97,6	8,0	638,6 (65,57)	1103 (112,6)	1214 (123,9)	1434 (146,4)	1655 (168,9)	20072 (2048)	26410 (2695)	29051 (2964)	34333 (3503)	39615 (4042)
111,5	5,6	693,8 (70,84)	912,9 (93,15)	1004 (102,5)	1187 (121,1)	1369 (139,7)	20201 (2061)	26581 (2694)	29239 (2964)	34555 (3526)	39671 (4069)
111,1	6,4	783,9 (79,99)	1032 (105,3)	1135 (115,8)	1341 (136,8)	1547 (157,9)	22413 (2277)	29490 (3009)	32439 (3310)	38337 (3912)	44236 (4514)
110,7	7,2	871,8 (88,96)	1147 (117,1)	1262 (128,8)	1491 (152,2)	1721 (175,6)	24472 (2497)	32200 (3286)	35420 (3614)	41860 (4271)	48900 (4989)
110,3	8,0	967,5 (97,70)	1280 (128,6)	1386 (141,4)	1638 (167,1)	1880 (192,8)	26385 (2692)	34717 (3543)	38189 (3897)	45732 (4605)	52076 (5314)
109,9	8,8	1041 (106,2)	1370 (139,8)	1507 (153,7)	1780 (181,7)	2054 (209,6)	28157 (2873)	37049 (3780)	40763 (4159)	48163 (4915)	55673 (5671)
124,2	5,6	777,0 (79,29)	1022 (104,3)	1125 (114,8)	1329 (136,6)	1534 (156,5)	25480 (2598)	33600 (3418)	38880 (3980)	45860 (4644)	50250 (5128)
111,8	6,4	879,0 (89,70)	1157 (118,0)	1272 (129,8)	1504 (153,4)	1735 (177,0)	28835 (2931)	37283 (3804)	41011 (4185)	48467 (4946)	55924 (5707)

Нагрузка диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (тс)					Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, Н·м (кгс·м)				
		Д	К	Б	Л	М	Д	К	Б	Л	М
123,4	7,2	978,8 (99,88)	1288 (131,4)	1417 (144,6)	1674 (170,3)	1932 (197,1)	31036 (3167)	40837 (4167)	44921 (4584)	53088 (5417)	61256 (6251)
123,0	8,0	1076 (109,8)	1416 (144,5)	1558 (159,0)	1841 (187,9)	2124 (216,8)	33569 (3425)	44170 (4507)	48587 (4958)	57421 (5859)	66255 (6761)
136,5	6,4	974,1 (99,40)	1282 (130,8)	1410 (143,9)	1666 (170,0)	1923 (196,2)	34954 (3567)	45992 (4693)	50591 (5182)	59790 (6101)	68988 (7040)
136,1	7,2	1066 (110,8)	1429 (145,8)	1572 (160,4)	1887 (189,5)	2143 (218,7)	38384 (3917)	50506 (5154)	55556 (5669)	66658 (6700)	76759 (7730)
136,7	8,0	1196 (122,0)	1573 (160,5)	1730 (176,5)	2044 (208,6)	2359 (240,7)	41625 (4247)	54769 (5589)	60246 (6148)	71200 (7285)	82154 (8383)
136,3	8,8	1302 (132,9)	1714 (174,9)	1865 (192,3)	2228 (227,3)	2570 (262,3)	44681 (4559)	58791 (5999)	64670 (6599)	76428 (7789)	88186 (8989)
164,7	7,2	1327 (135,4)	1746 (178,1)	1920 (195,9)	2269 (231,6)	2618 (267,2)	57804 (5888)	76057 (7761)	83663 (8537)	98875 (10069)	114086 (11641)
164,3	8,0	1463 (149,3)	1925 (196,4)	2117 (216,1)	2502 (255,3)	2887 (294,6)	62956 (6424)	82836 (8453)	91120 (9298)	107687 (10988)	124254 (12679)
III класс											
55,4	4,55	270,7 (27,62)	356,2 (36,34)	391,8 (39,98)	463,0 (47,25)	534,2 (54,51)	3676 (376,1)	4837 (493,6)	5321 (543,0)	6286 (641,7)	7256 (740,4)
54,0	5,85	329,5 (33,63)	433,6 (44,25)	477,0 (48,67)	563,7 (57,52)	650,4 (66,37)	4146 (422,9)	5463 (556,5)	5999 (612,1)	7069 (723,4)	8180 (834,7)
68,8	3,90	296,1 (30,22)	389,6 (39,78)	428,6 (43,73)	506,5 (51,69)	584,4 (59,64)	5252 (535,9)	6911 (705,2)	7802 (795,7)	8984 (916,7)	10386 (1058)
68,1	4,55	338,3 (34,52)	445,1 (45,42)	489,6 (49,98)	578,6 (58,06)	647,7 (66,13)	5821 (594,0)	7659 (781,8)	8425 (859,7)	9657 (1016)	11489 (1172)
67,4	5,20	378,4 (38,61)	497,9 (50,81)	547,7 (56,00)	647,3 (66,05)	746,8 (76,21)	6324 (644,3)	8308 (847,8)	9139 (932,5)	10800 (1102)	12462 (1272)

Продолжение прил. 4

Нагрузка длина труб.	Угловая скорость, град/сек.	Расширенная нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (кг)					Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, Н·м (кгс·м)				
		Л	К	Б	Л	М	Л	К	Б	Л	М
66,7	5,85	416,5 (42,50)	546,0 (55,92)	602,8 (61,51)	712,4 (72,69)	822,0 (83,87)	6736 (687,3)	8863 (904,4)	9749 (994,8)	11521 (1176)	13294 (1357)
66,3	7,15	486,4 (49,64)	640,0 (65,31)	704,0 (71,84)	832,0 (84,90)	960,0 (97,96)	7381 (753,2)	9712 (991,0)	10683 (1090)	12626 (1288)	14568 (1487)
64,8	3,90	369,1 (37,67)	485,7 (49,56)	534,3 (54,52)	631,4 (64,43)	728,5 (74,34)	8243 (841,1)	10846 (1107)	11931 (1217)	14100 (1439)	16269 (1660)
64,1	4,56	423,5 (43,21)	557,2 (56,86)	612,9 (62,54)	724,3 (73,91)	835,8 (85,28)	9228 (941,7)	12143 (1239)	13357 (1363)	15785 (1611)	18214 (1859)
63,4	5,20	476,7 (48,54)	626,0 (63,97)	688,6 (70,26)	813,8 (83,04)	939,0 (95,81)	10114 (1032)	13308 (1358)	14639 (1494)	17301 (1765)	19963 (2037)
62,7	5,85	526,0 (53,67)	692,1 (70,62)	761,3 (77,68)	899,7 (91,80)	1038 (106,9)	10906 (1113)	14350 (1464)	15785 (1611)	18655 (1904)	21526 (2196)
61,3	7,15	620,3 (63,29)	816,1 (83,28)	897,7 (91,61)	1061 (108,3)	1224 (124,9)	12222 (1247)	16081 (1641)	17690 (1805)	20936 (2133)	24122 (2461)
66,7	4,56	490,5 (50,05)	645,4 (65,86)	710,0 (72,46)	839,1 (85,62)	968,2 (98,79)	12465 (1272)	16401 (1674)	18042 (1841)	21322 (2176)	24602 (2510)
66,0	5,20	552,4 (56,37)	726,8 (74,17)	799,5 (81,58)	944,9 (96,42)	1090 (111,2)	13740 (1402)	18079 (1845)	19887 (2029)	23502 (2398)	27118 (2767)
66,3	5,85	612,2 (62,47)	805,5 (82,20)	886,1 (90,42)	1047 (106,9)	1208 (123,3)	14901 (1521)	19607 (2001)	21568 (2201)	25489 (2601)	29411 (3001)
64,8	6,50	670,0 (68,36)	881,5 (89,95)	969,7 (98,95)	1146 (116,9)	1322 (134,9)	15954 (1628)	20992 (2142)	23092 (2356)	27290 (2785)	31489 (3213)
109,4	4,56	558,1 (56,95)	734,4 (74,94)	807,8 (82,43)	954,7 (97,42)	1102 (112,4)	16221 (1665)	21344 (2178)	23478 (2396)	27747 (2831)	32016 (3267)
104,7	5,20	629,7 (64,25)	828,5 (84,54)	911,3 (92,99)	1077 (109,9)	1243 (126,8)	17958 (1832)	23829 (2411)	25992 (2652)	30718 (3134)	35443 (3617)
106,7	5,85	699,1 (71,34)	919,9 (93,87)	1012 (103,3)	1196 (122,0)	1380 (140,8)	19563 (1996)	25741 (2627)	28315 (2889)	33463 (3415)	38611 (3940)

Нагрузка диаметр трубы,	Толщина стенок, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (то)					Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, кН-м (кгс-м)				
		Д	К	В	Л	М	Д	К	В	Л	М
107,3	6,50	766,5 (78,22)	1009 (102,9)	1109 (113,2)	1311 (133,8)	1513 (154,4)	21041 (2147)	27685 (2825)	30454 (3108)	35991 (3673)	41528 (4238)
106,6	7,15	831,9 (84,89)	1095 (111,7)	1204 (122,9)	1423 (145,2)	1642 (167,5)	22396 (2285)	29488 (3007)	32415 (3308)	38309 (3909)	44203 (4510)
122,1	4,55	625,7 (63,85)	823,3 (84,01)	905,7 (92,42)	1070 (109,2)	1235 (126,0)	20473 (2089)	26938 (2749)	29632 (3024)	35020 (3573)	40407 (4123)
121,4	5,20	706,9 (72,13)	930,2 (94,91)	1023 (104,4)	1209 (123,4)	1395 (142,4)	22743 (2321)	29924 (3054)	32917 (3359)	38902 (3970)	44887 (4580)
120,7	5,85	786,0 (80,21)	1034 (105,5)	1138 (116,1)	1345 (137,2)	1551 (158,3)	24862 (2537)	32713 (3338)	35984 (3672)	42527 (4339)	49070 (5007)
120,0	6,50	863,1 (88,07)	1136 (115,9)	1249 (127,5)	1476 (150,7)	1704 (173,8)	26836 (2738)	35310 (3603)	38841 (3963)	45903 (4684)	52965 (5405)
134,1	5,20	784,2 (80,02)	1032 (105,3)	1135 (115,8)	1341 (136,9)	1548 (157,9)	28094 (2867)	36965 (3773)	40662 (4149)	48055 (4904)	55448 (5658)
133,4	5,85	873,0 (89,08)	1149 (117,2)	1263 (128,9)	1493 (152,4)	1723 (175,8)	30796 (3143)	40524 (4135)	44576 (4549)	52681 (5376)	60785 (6203)
132,7	6,50	969,7 (97,93)	1263 (128,9)	1389 (141,7)	1642 (167,5)	1894 (193,3)	33338 (3402)	43866 (4478)	48252 (4924)	57025 (5819)	65799 (6714)
132,0	7,15	1044 (106,6)	1374 (140,2)	1512 (154,2)	1786 (182,3)	2061 (210,3)	35718 (3645)	46997 (4796)	51697 (5275)	61097 (6234)	70496 (7193)
162,0	5,85	1069 (109,1)	1406 (143,5)	1547 (157,8)	1828 (186,5)	2109 (215,2)	46499 (4745)	61183 (6243)	67301 (6867)	79538 (8116)	91775 (9365)
161,3	6,50	1177 (120,1)	1549 (158,1)	1704 (173,9)	2014 (205,5)	2323 (237,1)	50574 (5161)	66544 (6780)	73199 (7469)	86508 (8827)	99817 (10185)

Предельные растягивающие нагрузки и крутящие моменты для алюминиевых буровых труб при равномерном поверхностном износе по классам

I класс				II класс				III класс			
Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (тс)	Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, Н·м (кгс·м)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (тс)	Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, Н·м (кгс·м)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (тс)	Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, Н·м (кгс·м)
64,0	8	455,2 (46,45)	6570 (670,4)	60,8	6,4	353,7 (36,09)	5039 (514,2)	57,6	4,8	257,5 (26,27)	3627 (370,1)
73,0	9	560,2 (59,72)	9666 (966,4)	69,4	7,2	456,0 (46,43)	7420 (757,2)	65,8	5,4	331,4 (33,81)	5346 (545,5)
93,0	9	768,1 (78,38)	17016 (1736)	89,4	7,2	601,3 (61,36)	13220 (1349)	86,8	5,4	441,1 (45,01)	9637 (983,3)
103,0	9	859,5 (87,71)	21480 (2192)	99,4	7,2	674,4 (68,82)	16762 (1709)	96,8	5,4	496,0 (50,61)	12257 (1251)
114,0	10	1067 (107,8)	29207 (2980)	110,0	8,0	829,0 (84,60)	22776 (2324)	106,0	6,0	609,6 (62,20)	16661 (1700)
129,0	9	1097 (112,0)	35557 (3628)	125,4	7,2	864,6 (88,23)	27912 (2848)	121,8	5,4	638,6 (65,16)	20551 (2097)
	11	1319 (134,6)	41448 (4229)	124,6	8,8	1036 (106,6)	32351 (3301)	120,2	6,6	761,7 (77,73)	23688 (2417)
147,0	9	1262 (125,8)	47391 (4836)	143,4	7,2	996,3 (101,7)	37310 (3807)	139,8	5,4	737,4 (75,24)	27648 (2811)
	11	1520 (155,1)	55568 (5670)	142,6	8,8	1196 (122,1)	43541 (4443)	138,2	6,6	882,4 (90,05)	32003 (3266)
	13	1770 (180,6)	62995 (6428)	141,8	10,4	1388 (141,7)	49108 (5011)	136,6	7,8	1021 (104,2)	35915 (3665)
	16	2129 (217,3)	72836 (7432)	140,6	12,8	1662 (169,6)	56292 (5744)	134,2	9,6	1215 (124,0)	40826 (4166)
	17	2245 (229,1)	76792 (7734)	140,2	13,6	1749 (178,5)	58394 (5968)	133,4	10,2	1277 (130,3)	42222 (4308)
170	11	1777 (181,3)	76649 (7851)	165,6	8,8	1402 (143,0)	60273 (6150)	161,2	6,6	1037 (106,8)	44433 (4536)

Предельные растягивающие нагрузки и крутящие моменты для импортных (по стандартам АНН) буровых труб при равномерном поверхностном нанесе по классам

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (тс)				Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, Н·м (кгс·м)			
		Е-75	Х-95	С-105	З-135	Е-75	Х-95	С-105	З-135
I класс									
60,3(2 3/8)	7,11	613,6(62,61)	777,8 (79,36)	859,3 (87,68)	1105(112,7)	8459(863,2)	10722(1094)	11846(1209)	15233(1554)
73,0(2 7/8)	5,51	603,4(61,57)	764,8 (78,04)	844,9 (86,22)	1087(110,9)	10940(1116)	13887(1415)	15321(1563)	19701(2010)
	7,82	827,0(84,39)	1048 (107,0)	1158 (118,2)	1489(152,0)	14094(1438)	17865(1823)	19737(2014)	25380(2590)
	9,19	951,5(97,09)	1206 (123,1)	1332 (136,0)	1713(174,8)	15638(1596)	19821(2023)	21899(2235)	28160(2873)
88,9(3 1/2)	6,45	882,9(89,05)	1094 (111,6)	1208 (123,8)	1554(158,5)	19164(1966)	24291(2479)	26836(2738)	34509(3521)
	9,35	1207 (123,1)	1530 (156,1)	1690 (172,4)	2173(221,8)	25141(2565)	31868(3252)	35207(3598)	45273(4620)
	11,40	1433 (146,3)	1817 (185,4)	2007 (204,8)	2581(263,4)	28563(2915)	36205(3694)	39999(4082)	51436(5248)
101,6(4)	8,38	1267 (129,3)	1607 (163,9)	1775 (181,1)	2282(232,9)	31548(3219)	39988(4080)	44179(4506)	56810(5797)
114,3(4 1/2)	6,88	1199 (122,4)	1520 (155,1)	1679 (171,3)	2159(220,3)	35089(3581)	44477(4538)	49138(5014)	63187(6448)
	8,56	1469 (149,9)	1862 (189,9)	2057 (209,9)	2645(269,9)	41742(4259)	52911(5399)	58455(5965)	75168(7670)
	10,92	1832 (186,9)	2322 (236,9)	2565 (261,7)	3298(336,6)	49992(5101)	63387(6466)	70008(7144)	90023(9186)
127,0(5)	7,52	1458 (148,8)	1848 (188,6)	2042 (208,3)	2625(267,9)	47491(4846)	60197(6143)	66506(6786)	86520(8772)
	9,19	1787 (179,2)	2227 (227,2)	2460 (251,0)	3163(322,8)	58756(5989)	70673(7212)	78079(7967)	100402(10245)
	12,70	2355 (240,8)	2985 (304,6)	3298 (336,6)	4241(432,8)	70805(7225)	89749(9158)	99153(10118)	127802(13010)
139,7(5 1/2)	7,72	1663 (168,7)	2095 (213,8)	2315 (236,2)	2977(303,8)	59707(6098)	75681(7723)	83612(8532)	107518(10971)
	9,17	1942 (198,2)	2462 (251,2)	2720 (277,5)	3497(356,9)	68713(7012)	87097(8887)	96224(9819)	123735(12626)
	10,54	2209 (225,4)	2800 (285,7)	3093 (315,6)	3977(405,9)	76649(7821)	97156(9914)	107337(10933)	138026(14084)
152,4(6)	8,23	1925 (196,4)	2440 (249,0)	2696 (275,1)	3767(383,7)	76041(7758)	96386(9835)	106486(10866)	136931(13978)
	9,65	2235 (228,1)	2833 (289,1)	3130 (319,4)	4025(410,7)	86865(8843)	109853(11209)	121364(12384)	158064(15925)
168,3(6 5/8)	8,38	2174 (221,9)	2756 (281,2)	3045 (310,7)	3916(399,5)	96843(9760)	121233(12371)	133937(13667)	172230(17575)
II класс									
87,6	5,69	477,8(48,75)	605,6 (61,79)	669,0 (68,27)	860,3(87,79)	6510(664,3)	8252 (842,1)	9112(930,3)	11723(11911)
70,8	4,41	474,8(48,45)	601,8 (61,41)	664,9 (67,85)	855,0(87,25)	8871(874,5)	10864 (1109)	12002(1225)	15433(1575)

Надущий диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (тс)				Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, Н·м (кгс·м)			
		Е-75	Х-95	с -105	в-135	Е-75	Х-95	с -105	в-135
69,9	6,26	645,7(65,89)	819,5(83,52)	904,3(92,27)	1163 (118,7)	1090 (1112)	13818(1410)	15266(1558)	19630(2008)
69,3	7,35	739,2(75,43)	937,0(95,62)	1035 (105,6)	1381 (135,8)	11969(1223)	15196(1551)	16789(1719)	21589(2208)
86,3	5,16	679,5(69,33)	861,3(87,89)	961,5(97,10)	1224 (124,9)	15028(1534)	19049(1944)	21045(2147)	27062(2761)
85,2	7,48	942,8(96,20)	1195 (121,9)	1320 (134,7)	1698 (173,2)	19462(1986)	24670(2517)	27255(2781)	35047(3576)
84,3	9,12	1113 (113,6)	1411 (144,0)	1559 (159,0)	2004 (204,5)	21872(2232)	27724(2829)	30629(3125)	39387(4019)
98,2	6,70	995,7(101,6)	1262 (128,8)	1394 (142,3)	1793 (183,0)	24650(2515)	31245(3188)	34519(3522)	44389(4529)
111,5	5,50	947,0(96,63)	1200 (122,5)	1326 (135,3)	1705 (174,0)	27634(2820)	35027(3574)	38698(3949)	49762(5078)
110,9	6,85	1156 (117,9)	1465 (149,5)	1619 (165,2)	2081 (212,4)	32708(3338)	41459(4230)	45803(4674)	58899(6010)
109,9	8,74	1434 (146,4)	1818 (185,5)	2009 (205,0)	2583 (263,6)	38860(3965)	49256(5026)	54418(5588)	69977(7140)
124,0	6,02	1152 (117,5)	1460 (148,9)	1613 (164,6)	2074 (211,6)	37413(3818)	47422(4839)	52392(5346)	67371(6875)
123,3	7,35	1383 (141,2)	1754 (178,9)	1937 (197,7)	2492 (254,2)	43727(4462)	55427(5656)	61235(6248)	78743(8035)
121,9	10,16	1842 (188,0)	2335 (238,3)	2580 (263,3)	3318 (338,5)	54935(5606)	69633(7105)	76929(7850)	98924(10094)
136,6	6,18	1307 (133,4)	1657 (169,1)	1830 (186,8)	2354 (240,2)	47095(4806)	59696(6091)	65962(6730)	84808(8654)
136,0	7,34	1532 (156,3)	1942 (198,1)	2145 (218,9)	2758 (281,4)	54015(5512)	68467(6986)	75642(7719)	97269(9925)
135,5	8,43	1738 (177,4)	2203 (224,8)	2434 (248,4)	3130 (319,4)	60047(6127)	76113(7767)	84088(8580)	108130(11034)
149,1	6,58	1523 (155,4)	1930 (196,9)	2132 (217,6)	2742 (279,8)	60003(6123)	76057(7761)	84027(8574)	108051(11026)
148,5	7,72	1764 (180,0)	2236 (228,1)	2470 (252,1)	3176 (324,1)	68181(6957)	86423(8819)	95480(9743)	122779(12528)
164,9	6,70	1721 (175,6)	2182 (222,6)	2410 (246,0)	3100 (316,3)	75569(7711)	95787(9774)	105825(10796)	136081(13886)
III класс									
55,0	4,44	364,3(37,17)	461,7(47,12)	510,1(52,05)	656,0(66,94)	4921 (502,2)	6238 (636,5)	6892 (703,2)	8862 (904,3)
68,9	3,44	365,6(37,30)	463,4(47,28)	511,9(52,24)	658,3(67,17)	6577 (671,1)	8337 (850,7)	9210 (939,8)	11843 (1208)
67,1	4,89	493,6(50,37)	625,7(63,85)	691,3(70,54)	888,9(90,70)	8275 (844,4)	10489 (1070)	11588 (1182)	14901 (1521)
66,1	5,74	562,1(57,40)	715,1(72,76)	787,8(80,39)	1013 (103,4)	9032 (921,6)	11448 (1168)	12648 (1291)	16264 (1660)

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (тс)				Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, Н·м (кгс·м)			
		Е-75	Х-95	с-105	з-135	Е-75	Х-95	с-105	з-135
84,1	4,03	523,5(53,41)	663,5(67,71)	733,0(74,80)	942,6(96,19)	11543(1178)	14631(1498)	16164(1649)	20786(2121)
81,9	5,64	721,0(73,57)	913,9(93,26)	1010(103,0)	1298(132,5)	14786(1509)	18741(1912)	20704(2113)	26624(2717)
80,3	7,12	846,5(86,38)	1073(109,5)	1185(121,0)	1524(155,5)	16461(1680)	20866(2129)	23052(2352)	29643(3025)
95,3	5,24	765,5(78,11)	970,3(99,00)	1072(109,4)	1378(140,7)	18874(1926)	23924(2441)	26431(2697)	33988(3468)
109,1	4,30	731,4(74,64)	927,1(94,61)	1024(104,5)	1317(134,4)	21300(2174)	27000(2755)	29829(3044)	38387(3914)
107,9	5,35	890,0(90,82)	1128(115,1)	1246(127,2)	1608(163,5)	25104(2562)	31821(3247)	35155(3587)	45206(4619)
106,1	6,82	1099(112,2)	1394(142,2)	1540(157,1)	1980(202,0)	29624(3023)	37550(3832)	41484(4233)	53345(5443)
121,4	4,70	889,6(90,78)	1128(115,1)	1246(127,1)	1602(163,5)	28846(2944)	36564(3731)	40396(4122)	51945(5301)
120,1	5,74	1066(108,8)	1351(137,9)	1493(152,3)	1919(195,8)	33588(3427)	42574(4344)	47035(4800)	60483(6172)
117,5	7,94	1411(143,9)	1788(182,5)	1976(201,6)	2540(258,2)	41812(4266)	52998(5408)	58552(5975)	75293(7683)
133,9	4,82	1011(103,1)	1281(130,7)	1415(144,4)	1820(185,7)	36351(3709)	46076(4702)	50905(5194)	65459(6679)
132,8	5,73	1182(120,6)	1498(152,9)	1655(168,9)	2128(217,2)	41572(4242)	52695(5377)	58217(5940)	74861(7639)
131,8	6,59	1398(136,6)	1696(173,1)	1874(191,2)	2410(245,9)	46080(4702)	58408(5960)	64529(6585)	82978(8467)
146,2	5,14	1177(120,1)	1492(152,3)	1649(168,3)	2120(216,4)	46329(4727)	58725(5992)	64878(6620)	83428(8513)
145,2	6,03	1361(138,9)	1726(176,1)	1907(194,6)	2452(250,2)	52509(5358)	66558(6792)	73533(7503)	94587(9649)
162,0	5,24	1332(135,9)	1689(172,3)	1886(190,4)	2399(244,8)	58412(5980)	74040(7556)	81799(8347)	106186(10798)

Предельное наружное и внутреннее давления для стальных буровых труб отечественного производства

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенок, мм	Внутреннее давление, МПа (кгс/см ²)					Наружное давление, МПа (кгс/см ²)				
		А	Б	В	Г	Д	А	Б	В	Г	Д
60,3	7	75,65(7,72)	99,54(10,16)	109,5(11,17)	129,4(13,20)	149,3(15,24)	72,07(7,35)	94,18(9,61)	103,3(10,54)	121,3(12,30)	139,3(14,18)
	9	97,77(9,93)	27,99(13,06)	140,6(14,37)	166,4(16,98)	192,0(19,59)	96,08(9,80)	126,0(12,86)	138,5(14,13)	153,2(16,55)	187,7(19,16)
73,0	6	53,56(5,47)	70,40(7,19)	77,53(7,91)	91,62(9,35)	105,7(10,79)	47,05(4,80)	60,60(6,18)	66,0(6,74)	76,38(7,79)	86,11(8,79)
	7	62,49(6,38)	82,23(8,34)	90,45(9,23)	106,9(10,91)	123,3(12,59)	57,27(5,84)	74,39(7,59)	81,36(8,30)	94,28(9,69)	108,1(11,03)
	8	71,42(7,29)	93,97(9,59)	103,4(10,55)	122,2(12,47)	141,0(14,38)	67,33(6,87)	87,06(8,97)	96,30(9,83)	112,9(11,52)	129,2(13,19)
	9	80,35(8,20)	105,7(10,79)	115,3(11,87)	137,4(14,02)	158,6(16,18)	77,30(7,89)	101,1(10,32)	111,0(11,32)	130,5(13,31)	149,7(15,28)
	II	98,20(10,02)	129,2(13,18)	142,1(14,50)	168,0(17,14)	193,8(19,78)	97,11(9,91)	127,4(13,00)	140,0(14,28)	165,0(16,83)	189,8(19,37)
89,0	6	43,93(4,48)	57,81(5,90)	63,59(6,49)	75,15(7,67)	86,71(8,85)	35,74(3,65)	45,12(4,60)	48,69(4,97)	55,24(5,64)	60,37(6,22)
	7	51,26(5,23)	67,44(6,88)	74,19(7,57)	87,68(8,96)	101,2(10,32)	44,38(4,53)	56,96(5,81)	61,94(6,32)	71,43(7,29)	80,22(8,19)
	8	58,58(5,96)	77,08(7,87)	84,79(8,65)	100,2(10,22)	115,6(11,80)	52,82(5,39)	68,40(6,98)	74,70(7,62)	86,93(8,87)	98,63(10,06)
	9	65,90(6,72)	86,71(8,85)	95,38(9,73)	112,7(11,50)	130,1(13,28)	61,12(6,24)	79,57(8,12)	87,10(8,89)	101,9(10,40)	116,3(11,67)
	II	80,55(8,22)	106,0(10,81)	116,6(11,90)	137,8(14,06)	159,0(16,22)	77,53(7,91)	101,4(10,35)	111,3(11,36)	130,9(13,35)	150,2(15,33)
101,6	7	44,90(4,58)	59,08(6,03)	64,99(6,63)	76,80(7,84)	88,62(9,04)	36,89(3,76)	46,70(4,77)	50,47(5,15)	57,41(5,86)	63,54(6,48)
	8	51,31(5,24)	67,52(6,89)	74,27(7,58)	87,78(8,96)	101,3(10,33)	44,44(4,54)	57,05(5,82)	62,06(6,33)	71,55(7,30)	80,37(8,20)
	9	57,73(5,89)	75,96(7,75)	83,56(8,53)	98,75(10,08)	113,9(11,63)	51,84(5,29)	67,09(6,85)	73,24(7,47)	85,16(8,69)	96,53(9,85)
	10	64,14(6,55)	84,40(8,44)	92,84(9,47)	109,7(11,20)	126,6(12,92)	59,14(6,03)	76,90(7,85)	84,15(8,59)	98,34(10,03)	112,1(11,44)
114,3	7	39,91(4,07)	52,52(5,36)	57,77(5,89)	68,27(6,97)	78,77(8,04)	30,87(3,15)	38,40(3,92)	41,18(4,20)	46,09(4,70)	50,21(5,12)
	8	45,61(4,65)	60,02(6,12)	66,02(6,74)	78,02(7,96)	90,03(9,19)	37,74(3,85)	47,87(4,88)	51,78(5,28)	59,01(6,02)	65,44(6,68)
	9	51,31(5,24)	67,52(6,89)	74,27(7,58)	87,78(8,96)	101,3(10,33)	44,44(4,54)	57,05(5,82)	62,06(6,33)	71,55(7,30)	80,37(8,20)
	10	57,02(5,82)	75,02(7,66)	82,52(8,42)	97,53(9,95)	112,5(11,48)	51,03(5,21)	65,98(6,73)	72,01(7,35)	83,67(8,54)	94,77(9,67)
	II	62,72(6,40)	82,52(8,42)	90,78(9,26)	107,3(10,95)	123,8(12,63)	57,52(5,87)	74,74(7,63)	81,74(8,34)	95,44(9,74)	108,7(11,09)
127,0	7	35,92(3,67)	47,26(4,82)	51,99(5,31)	61,44(6,27)	70,90(7,23)	25,95(2,65)	31,64(3,23)	33,64(3,43)	37,04(3,78)	39,76(4,06)
	8	41,05(4,19)	54,02(5,51)	59,42(6,06)	70,22(7,17)	81,02(8,27)	32,26(3,29)	40,32(4,11)	43,32(4,42)	48,69(4,97)	53,25(5,43)
	9	46,18(4,71)	60,77(6,20)	66,84(6,82)	79,00(8,06)	91,15(9,30)	38,42(3,92)	48,80(4,98)	52,82(5,39)	60,28(6,15)	66,96(6,83)
	10	51,31(5,24)	67,52(6,89)	74,27(7,58)	87,78(8,96)	101,3(10,33)	44,44(4,54)	57,05(5,82)	62,06(6,33)	71,55(7,30)	80,37(8,20)
139,7	8	37,32(3,81)	49,11(5,01)	54,02(5,51)	63,84(6,53)	73,66(7,52)	27,69(2,83)	34,02(3,47)	36,28(3,70)	40,20(4,10)	43,38(4,43)
	9	41,98(4,28)	55,24(5,64)	60,77(6,20)	71,82(7,31)	82,87(8,46)	33,39(3,41)	41,88(4,27)	45,07(4,60)	50,82(5,19)	55,75(5,69)
	10	46,65(4,76)	61,38(6,26)	67,52(6,89)	79,80(8,14)	92,07(9,40)	38,97(3,98)	49,56(5,06)	53,67(5,48)	61,32(6,26)	68,19(6,96)
	II	51,31(5,24)	67,52(6,89)	74,27(7,58)	87,78(8,96)	101,3(10,33)	44,44(4,54)	57,05(5,82)	62,06(6,33)	71,55(7,30)	80,37(8,20)
	II	51,31(5,24)	67,52(6,89)	74,27(7,58)	87,78(8,96)	101,3(10,33)	44,44(4,54)	57,05(5,82)	62,06(6,33)	71,55(7,30)	80,37(8,20)
146,0	8	35,71(3,64)	46,99(4,79)	51,68(5,27)	61,08(6,23)	70,48(7,19)	25,69(2,62)	31,28(3,19)	33,24(3,39)	36,57(3,73)	39,22(4,00)
	9	40,17(4,10)	52,86(5,39)	58,15(5,93)	68,72(7,01)	79,29(8,09)	31,19(3,18)	38,84(3,96)	41,67(4,25)	46,69(4,76)	50,91(5,19)
	10	44,64(4,55)	58,73(5,99)	64,61(6,59)	76,35(7,79)	88,10(8,99)	36,58(3,73)	46,27(4,72)	49,99(5,10)	56,82(5,80)	62,84(6,41)
	II	49,10(5,01)	64,61(6,59)	71,07(7,25)	83,99(8,57)	96,91(9,89)	41,86(4,27)	53,52(5,46)	58,10(5,93)	66,74(6,81)	74,63(7,62)
168,3	9	34,85(3,56)	45,86(4,68)	50,44(5,15)	59,61(6,06)	68,78(7,02)	24,62(2,51)	29,82(3,04)	31,62(3,23)	34,65(3,54)	37,05(3,78)
	10	36,72(3,75)	48,65(5,00)	53,05(5,52)	62,24(6,35)	71,43(7,30)	26,42(2,71)	32,40(3,31)	34,38(3,53)	37,55(3,87)	40,05(4,13)

Приложение 8

Пределные наружное и внутреннее давления
для алюминиевых буровых труб

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление, МПа (кгс/см ²)	Наружное давление, МПа (кгс/см ²)
64,0	8	70,74(7,22)	66,19(6,75)
73,0	9	69,77(7,12)	65,05(6,64)
93,0	9	54,77(5,59)	46,70(4,77)
103,0	9	49,45(5,06)	39,77(4,06)
114,0	10	49,64(5,07)	40,02(4,08)
129,0	9	39,48(4,03)	26,06(2,66)
	11	48,26(4,92)	38,17(3,89)
147,0	9	34,65(3,54)	19,45(1,98)
	11	42,35(4,32)	30,06(3,07)
	13	50,05(5,11)	40,56(4,14)
	16	61,60(6,29)	55,23(5,64)
	17	65,45(6,68)	59,90(6,11)
170,0	11	36,62(3,74)	22,10(2,26)

Предельные наружное и внутреннее давления для импортных (по стандартам АНН) стальных труб

Наружный диаметр трубы, мм (дюймы)	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление, МПа (кгс/см ²)				Наружное давление, МПа (кгс/см ²)			
		E-75	I-95	G-105	S-135	E-75	L-95	G-105	S-135
60,3 (2 3/8)	7,11	106,7 (10,89)	135,1 (13,79)	149,3 (15,23)	191,9 ^а (19,58)	107,6 (10,98)	136,2 (13,90)	150,6 (15,37)	176,9 ^а (18,06)
73,0 (2 7/8)	5,51	66,3 (6,97)	86,5 (8,83)	95,6 (9,76)	122,9 ^а (12,54)	72,2 (7,37)	89,1 (9,09)	96,6 (9,86)	86,4 ^а (9,02)
	7,82	96,9 (9,89)	122,8 (12,53)	135,6 (13,84)	174,5 (17,76)	98,9 (10,09)	125,3 (12,79)	138,5 (14,13)	178,0 (18,16)
	9,19	114,0 (11,63)	144,3 (14,72)	159,5 (16,28)	205,1 (20,93)	113,8 (11,61)	144,2 (14,71)	169,3 (16,26)	204,9 (20,91)
88,9 (3 1/2)	6,45	65,6 (6,69)	83,2 (8,49)	92,0 (9,39)	118,2 (12,06)	69,2 (7,06)	83,2 (8,49)	90,0 (9,18)	108,8 (11,10)
	9,35	95,1 (9,70)	120,5 (12,30)	133,2 (13,59)	171,3 (17,48)	97,3 (9,98)	123,3 (12,58)	136,2 (13,90)	175,1 (17,87)
	11,40	116,1 (22,65)	147,1 (15,01)	162,5 (16,58)	209,0 (21,33)	115,6 (11,80)	146,5 (14,95)	161,9 (16,52)	206,2 (21,24)
101,6 (4)	8,38	74,7 (7,62)	94,6 (9,65)	104,5 (10,66)	134,4 (13,71)	78,3 (7,99)	99,1 (10,11)	109,6 (11,18)	139,1 (14,19)
114,3 (4 1/2)	6,88	54,5 (5,56)	69,0 ^а (7,04)	76,2 ^а (7,77)	98,0 ^а (10,00)	49,6 (5,06)	45,3 (4,62)	48,0 (4,89)	54,2 (5,53)
	8,56	67,8 (6,92)	85,8 (8,76)	94,9 (9,68)	122,0 (12,45)	71,6 (7,30)	87,9 (8,97)	95,3 (9,72)	115,8 (11,82)
	10,92	86,5 (8,83)	109,6 (11,18)	121,1 (12,38)	155,7 (15,89)	89,4 (9,12)	113,2 (11,55)	128,1 (12,77)	160,9 (16,42)
127,0 (5)	7,52	53,6 (5,47)	67,8 (6,92)	75,0 (7,65)	96,5 (9,85)	48,1 (4,91)	55,8 (5,69)	59,4 (6,06)	68,0 (6,94)
	9,19	65,5 (6,68)	83,0 (8,47)	91,7 (9,36)	117,9 (12,03)	68,9 (7,03)	82,8 (8,45)	89,6 (9,14)	108,2 (11,04)
	12,70	90,5 (9,23)	114,6 (11,69)	126,7 (12,93)	164,9 (16,62)	93,1 (9,50)	117,9 (12,03)	130,3 (13,30)	167,5 (17,09)
139,7 (5 1/2)	7,72	50,0 (5,10)	63,4 (6,47)	70,1 (7,15)	90,0 (9,18)	41,9 (4,28)	47,8 (4,88)	50,3 (5,13)	56,0 (5,71)
	9,17	59,4 (6,06)	75,2 (7,67)	83,2 (8,49)	106,9 (10,91)	58,2 (5,94)	68,9 (7,03)	74,0 (7,55)	87,6 (8,94)
	10,54	68,3 (6,97)	86,5 (8,83)	95,6 (9,76)	122,9 (12,54)	72,1 (7,36)	89,1 (9,09)	96,5 (9,85)	117,6 (12,00)
152,4 (6)	8,23	48,8 (4,98)	61,9 (6,32)	68,4 (6,98)	87,9 (8,97)	39,8 (4,06)	44,4 (4,53)	47,5 (4,85)	52,1 (5,32)
	9,65	57,3 (5,85)	72,6 (7,41)	80,2 (8,18)	103,2 (10,53)	54,5 (5,56)	64,2 (6,55)	68,7 (7,01)	80,5 (8,21)
168,3 (6 5/8)	8,38	45,1 (4,60)	57,1 (5,83)	63,1 (6,44)	81,2 (8,29)	33,2 (3,39)	36,6 (3,73)	37,9 (3,87)	41,6 (4,24)

^а Предельные наружное и внутреннее давления рассчитаны по формулам (42), (43) настоящей инструкции в связи с отсутствием данных в стандартах АНН 1976-1979 гг.

Предельные осевые нагрузки в клиновом захвате на стальные буровые трубы отечественного производства, кН (тс)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Длина клина 300 мм					Длина клина 400 мм				
		Группа прочности					Группа прочности				
		Д	К	Б	Л	М	Д	К	Б	Л	М
60,3	7	392,9(40,1)	516,9(52,7)	568,6(58,0)	672,0(68,6)	775,4(79,1)	402,9(41,1)	530,2(54,1)	683,2(69,5)	680,2(70,3)	795,3(81,2)
	9	438,0(49,8)	642,1(65,5)	706,3(72,1)	834,7(85,2)	963,2(98,3)	500,1(51,0)	658,0(67,1)	723,8(73,9)	855,4(87,3)	987,0(100,7)
73,0	6	412,7(42,1)	543,0(55,4)	597,3(61,0)	705,9(72,0)	814,5(83,1)	425,7(43,4)	560,2(57,2)	616,2(62,9)	728,2(74,3)	840,3(85,7)
	7	475,2(48,5)	625,2(63,8)	687,7(70,2)	812,8(82,9)	937,8(95,7)	490,0(50,0)	644,7(65,8)	709,2(72,4)	838,1(85,5)	967,1(98,7)
	8	536,8(54,7)	705,0(71,9)	776,5(79,1)	916,5(93,5)	1067(107,9)	552,3(56,4)	726,7(74,2)	799,3(81,6)	944,7(96,4)	1090(111,2)
	9	594,6(60,7)	782,4(79,8)	860,6(87,8)	1017(103,8)	1174(119,7)	612,6(62,5)	806,1(82,3)	886,7(90,5)	1048(106,9)	1209(123,4)
	II	706,6(72,1)	929,8(94,9)	1023(104,4)	1209(123,3)	1396(142,3)	727,4(74,2)	967,1(97,7)	1052(107,4)	1244(127,0)	1436(146,5)
89,0	6	496,7(50,7)	653,6(66,7)	719,0(73,4)	849,7(86,7)	990,4(100,0)	515,7(52,6)	678,6(69,2)	746,5(76,2)	882,2(90,0)	1018(103,9)
	7	573,6(58,5)	764,7(77,0)	830,1(84,7)	981,1(100,1)	1132(115,5)	595,3(60,7)	783,2(79,9)	861,6(87,4)	1018(103,9)	1175(119,9)
	8	648,7(66,2)	863,5(87,1)	938,8(96,8)	1109(113,2)	1280(130,6)	672,9(68,7)	885,5(90,4)	974,0(99,4)	1151(117,5)	1328(136,5)
	9	722,0(73,7)	950,0(96,9)	1045(106,6)	1236(126,0)	1426(145,4)	748,8(76,5)	985,2(100,5)	1083(110,6)	1281(130,7)	1478(150,8)
	II	863,5(88,1)	1136(115,9)	1260(127,5)	1477(150,7)	1704(173,9)	894,7(91,3)	1177(120,1)	1295(132,1)	1630(166,2)	1766(180,2)
101,6	7	647,2(66,0)	861,5(86,9)	936,7(96,6)	1107(113,0)	1277(130,3)	675,0(68,9)	888,1(90,6)	976,9(99,7)	1164(117,8)	1332(136,9)
	8	733,1(74,8)	964,6(98,4)	1061(108,3)	1254(128,0)	1447(147,6)	784,3(78,0)	1006(102,6)	1106(112,9)	1307(133,4)	1508(153,9)
	9	817,3(83,4)	1075(109,7)	1163(120,7)	1398(142,7)	1613(164,6)	861,8(86,9)	1120(114,4)	1233(126,8)	1467(149,7)	1681(171,5)
	10	900,0(91,8)	1184(120,8)	1302(132,9)	1639(167,1)	1776(181,2)	937,5(95,7)	1233(125,9)	1367(138,5)	1604(163,6)	1850(188,8)
114,3	7	718,2(73,3)	945,0(96,4)	1039(106,1)	1228(125,4)	1417(144,6)	752,6(76,8)	990,2(101,0)	1089(111,1)	1287(131,4)	1485(151,6)
	8	814,5(83,1)	1072(109,4)	1179(120,3)	1393(142,2)	1608(164,0)	863,2(87,1)	1123(114,6)	1235(126,0)	1459(148,9)	1684(171,8)
	9	909,3(92,8)	1196(122,1)	1316(134,3)	1565(158,7)	1796(183,1)	962,1(97,2)	1252(127,3)	1378(140,6)	1629(166,2)	1879(191,7)
	10	1002(102,3)	1319(134,6)	1451(148,0)	1715(175,0)	1979(201,9)	1049(107,1)	1361(140,9)	1519(155,0)	1796(183,1)	2071(211,3)
	II	1094(111,6)	1439(146,9)	1583(161,6)	1871(190,9)	2159(220,3)	1146(116,8)	1506(153,7)	1657(169,1)	1968(199,8)	2259(230,5)
127,0	7	786,2(80,2)	1034(106,6)	1138(116,1)	1345(137,2)	1562(158,3)	827,6(84,4)	1089(111,1)	1196(122,2)	1416(144,4)	1633(166,7)
	8	892,5(91,1)	1174(119,8)	1292(131,8)	1527(155,8)	1792(179,7)	939,1(95,8)	1236(126,1)	1359(138,7)	1616(163,9)	1854(189,1)
	9	997,3(101,8)	1312(133,9)	1444(147,3)	1706(174,1)	1968(200,9)	1049(107,0)	1360(140,8)	1518(154,9)	1794(183,1)	2078(211,3)
	10	1101(112,3)	1448(147,8)	1639(162,6)	1882(192,1)	2172(221,6)	1187(118,1)	1523(156,4)	1675(170,9)	1979(202,0)	2284(233,1)
	II	1269(129,9)	1604(162,9)	1784(180,8)	2043(208,5)	2368(240,6)	1282(128,7)	1680(169,4)	1826(186,3)	2158(220,2)	2490(254,1)
139,7	8	967,2(98,7)	1273(129,9)	1400(142,9)	1684(168,8)	1989(194,8)	1022(104,3)	1346(137,3)	1480(151,0)	1748(176,4)	2018(206,9)
	9	1082(110,4)	1428(146,2)	1566(159,8)	1850(188,8)	2136(217,8)	1143(116,6)	1504(153,4)	1654(168,8)	1955(199,5)	2255(230,2)
	10	1196(121,9)	1578(160,4)	1729(176,4)	2043(208,5)	2368(240,6)	1282(128,7)	1680(169,4)	1826(186,3)	2158(220,2)	2490(254,1)
	II	1308(133,3)	1718(175,4)	1890(192,9)	2234(228,0)	2578(263,0)	1379(140,7)	1814(185,1)	1996(203,7)	2380(240,7)	2722(277,7)
168,3	9	1269(128,5)	1667(169,1)	1823(186,0)	2154(219,8)	2486(253,6)	1343(137,0)	1767(180,3)	1944(198,4)	2297(234,4)	2651(270,5)
	10	1398(142,1)	1832(187,0)	2016(206,7)	2382(243,1)	2749(280,5)	1484(151,5)	1964(199,3)	2149(219,3)	2540(259,2)	2930(300,0)

Предельные осевые нагрузки в клиновом захвате
на алюминиевые буровые трубы, кН (тс)

Внутренний диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм		Длина клина, мм	
	тела	утолщенных концов	300	400
64	8	II	533,4(54,4)	547,0(56,8)
73	9	I6	828,4(84,5)	850,8(86,8)
98	9	I6	1079(110,1)	1117(114,0)
103	9	I6	1197(122,2)	1245(127,0)
114	10	I5	1251(127,6)	1307(133,3)
129	9	I5	1404(143,3)	1475(150,5)
	II	I7	1569(160,0)	1646(168,0)
147	9	I5	1578(161,0)	1668(170,2)
	II	I7	1767(180,3)	1866(190,4)
	I3	I7	1767(180,3)	1866(190,4)
	I6	22	2217(226,2)	2337(238,5)
	I7	24	2387(243,6)	2516(256,7)
170	II	I7	2004(204,5)	2133(217,6)

Предельные осевые нагрузки в клиновом захвате на импортные (по стандартам АНИ) буровые трубы, кН (тс)

Внутренний диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Длина клина 300 мм				Длина клина 400 мм			
		Группа прочности				Группа прочности			
		Е-75	X-95	г-105	г-135	Е-75	X-95	г-105	г-135
60,3(2 3/8)	7,11	552,4(56,4)	700,2(71,4)	773,6(78,9)	994,7(101,5)	566,5(57,8)	718,1(73,3)	793,3(81,0)	1020(104,1)
73,0(2 7/8)	8,51	529,0(54,0)	670,5(68,4)	740,8(75,6)	952,6(97,2)	545,8(55,7)	691,8(70,6)	764,3(78,0)	982,9(100,3)
	7,82	728,1(74,3)	922,9(94,2)	1020(104,0)	1311(133,8)	750,6(76,6)	951,4(97,1)	1051(107,3)	1352(137,9)
	9,19	839,8(85,7)	1065(108,6)	1176(120,0)	1512(154,3)	865,2(88,3)	1097(111,9)	1212(123,6)	1568(159,0)
88,9(3 1/2)	6,45	736,4(75,1)	933,4(95,2)	1031(105,2)	1326(135,3)	764,4(78,0)	968,9(98,9)	1070(109,2)	1377(140,5)
	9,36	1035(105,6)	1312(133,9)	1450(147,9)	1864(190,2)	1073(109,5)	1361(138,8)	1503(153,4)	1932(197,2)
	11,40	1234(125,9)	1564(159,6)	1728(176,4)	2223(226,8)	1279(130,5)	1621(165,4)	1791(182,7)	2303(235,0)
101,6(4)	8,38	1051(108,3)	1345(137,3)	1486(151,7)	1911(195,0)	1106(112,9)	1402(143,1)	1549(158,1)	1992(203,3)
114,3(4 1/2)	6,88	979,8(100,0)	1242(126,7)	1372(140,0)	1764(180,0)	1027(104,8)	1362(138,6)	1438(146,7)	1849(188,7)
	8,56	1204(122,8)	1526(156,7)	1685(172,0)	2167(221,1)	1260(128,6)	1598(163,0)	1765(180,1)	2270(231,6)
	10,92	1507(153,8)	1910(194,9)	2111(215,4)	2714(276,9)	1577(160,9)	1999(204,0)	2206(225,3)	2840(289,8)
127,0(5)	7,52	1187(119,1)	1480(151,0)	1635(166,8)	2102(214,5)	1229(125,4)	1557(158,9)	1720(175,5)	2212(225,7)
	9,19	1411(143,9)	1788(182,4)	1975(201,5)	2540(259,2)	1484(151,4)	1881(191,9)	2078(212,0)	2672(272,6)
	12,70	1902(194,1)	2411(246,0)	2664(271,8)	3426(349,5)	1998(203,9)	2533(258,5)	2798(285,6)	3599(367,2)
139,7(5 1/2)	7,72	1297(132,3)	1644(167,7)	1816(185,3)	2335(238,3)	1371(139,8)	1737(177,3)	1919(195,8)	2469(251,1)
	9,17	1527(155,8)	1935(197,5)	2138(218,2)	2750(280,6)	1613(164,6)	2045(208,6)	2259(230,5)	2905(296,4)
	10,84	1741(177,6)	2206(225,1)	2437(248,7)	3134(319,8)	1838(187,7)	2330(237,7)	2574(262,6)	3319(337,7)
152,4(6)	8,23	1481(151,1)	1877(191,5)	2073(211,6)	2656(272,0)	1571(160,3)	1992(203,2)	2200(224,5)	2829(288,7)
	9,65	1723(175,8)	2184(222,8)	2413(246,2)	3102(316,6)	1828(186,5)	2318(236,4)	2559(261,1)	3291(335,8)
168,3(6 5/8)	8,38	1631(166,4)	2067(211,0)	2284(233,1)	2937(299,7)	1740(177,5)	2205(225,0)	2426(248,6)	3133(319,7)

Приложение 13

Механические свойства материалов буровых труб отечественного производства

Показатель	Группа прочности							
	Д16-Т	Д	К	В	Л	М	Р	Т
Предел текучести при растяжении σ_T , МПа (кгс/см ²), не менее	323(33)	372(38)	490(50)	539(55)	637(65)	735(75)	882(90)	980(100)
Предел прочности при растяжении σ_B , МПа (кгс/см ²), не менее	461(47)	537(55)	686(70)	735(75)	784(80)	882(90)	980(100)	1076(110)
Относительное удлинение, %, не менее:								
δ_2	12	16	12	12	12	12	12	12
δ_{10}	-	12	10	10	10	10	10	10
Относительное сужение после разрыва ψ , %, не менее	-	40	40	40	40	40	40	40
Ударная вязкость A_K , Н·м/см ² (кгс·м/см ²), не менее	-	39,2(4)	39,2(4)	39,2(4)	39,2(4)	39,2(4)	39,2(4)	39,2(4)
Модуль упругости при растяжении E , МПа (кгс/см ²)	7,06·10 ⁴ (0,72·10 ⁴)				20,6·10 ⁴ (2,1·10 ⁴)			
Плотность (удельный вес), г/см ³ (го/см ³)	2,78				7,85			

Механические свойства материалов импортных (по стандартам АНИ) буровых труб

Показатель	Группа прочности			
	В-75	х-95	в-105	в-135
Предел текучести при растяжении σ_T , МПа (кгс/мм ²):				
- наименьший	515 (52,6)	655 (66,8)	725 (74,0)	930 (94,9)
- наибольший	725 (74,0)	860 (87,8)	930 (94,9)	1140 (116,3)
Предел прочности при растяжении σ_B , МПа (кгс/мм ²), не менее	690 (70,4)	720 (73,5)	790 (80,6)	1000 (102,0)
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	17,0	16,5	15,0	12,5
Модуль упругости при растяжении E , МПа (кгс/мм ²)	20,6 · 10 ⁴ (2,1 · 10 ⁴)			
Плотность (удельный вес), г/см ³ (гс/см ³)	7,85			

Пределы выносливости (кагло с применением) буровых труб σ_{Σ} , кгс/мм² (МПа)

Тип (шифр) трубы	Группа прочности	Условный диаметр трубы, мм							
		60	73	89	102	114	127	140	168
ТБВ, ТБН	Д	7,5(73)	7,5(73)	7,5(73)	7,0(67)	7,0(67)	7,0(67)	7,0(67)	6,5(64)
	К	6,5(64)	6,5(64)	6,5(64)	6,0(59)	6,0(59)	6,0(59)	6,0(59)	5,5(54)
	Е	8,0(78)	8,0(78)	8,0(78)	8,0(78)	8,0(78)	7,5(78)	7,0(67)	6,5(64)
	Л	7,0(67)	7,0(67)	7,0(67)	7,0(67)	7,0(67)	7,0(67)	6,5(64)	6,0(59)
	М	6,0(59)	6,0(59)	6,0(59)	6,0(59)	6,0(59)	5,5(54)	5,0(49)	4,5(44)
ТБК, ТБНК	Д	-	14,0(137)	14,0(137)	14,0(137)	14,0(137)	13,5(132)	13,0(128)	-
	К	-	14,0(137)	12,0(118)	11,0(108)	11,0(108)	10,0(98)	10,0(98)	-
	Е	-	15,0(147)	13,0(128)	12,0(118)	12,0(118)	11,0(108)	11,0(108)	-
	Л	-	13,0(128)	12,0(118)	11,0(108)	11,0(108)	10,0(98)	10,0(98)	-
	М	-	11,0(108)	10,0(98)	10,0(98)	10,0(98)	9,0(88)	9,0(88)	-
ТБНВ	Д	-	-	9,5(93)	-	6,0(59)	6,0(59)	-	-
	К	-	-	9,5(93)	-	6,0(59)	6,0(59)	-	-
	Е	-	-	10,5(103)	-	7,0(67)	7,0(67)	-	-
ТБНК	Д	-	-	-	-	9,0(88)	9,0(88)	-	-
	Е	-	-	-	-	10,0(98)	10,0(98)	-	-
АБТ	Д16-Т	64	73	93	103	114	129	147	170
		5,1(50)	5,0(49)	4,8(47)	4,7(46)	4,5(44)	4,1(40)	3,3(32)	2,5(24)

Примечание. Для импортных буровых труб слабым местом по сопротивлению усталости является тело трубы; для всех групп прочности и типоразмеров ТБН можно принимать $\sigma_{\Sigma} \geq 12,5$ кгс/мм² (122 МПа).

Рекомендуемые моменты сдвигающих и допускаемые осевые разглатывающие нагрузки на буровые связи отечественного производства при равномерной поверхностной нагрузке по классам

Тип связки	I класс				II класс				III класс						
	Наружный диаметр связки, мм	Крутящий момент сдвигающий, Н·м (кгс·м)		Максимальная допускаемая нагрузка, кН (тс)		Наружный диаметр связки, мм	Крутящий момент сдвигающий, Н·м (кгс·м)		Максимальная допускаемая нагрузка, кН (тс)	Наружный диаметр связки, мм	Крутящий момент сдвигающий, Н·м (кгс·м)		Максимальная допускаемая нагрузка, кН (тс)		
		$\mu=0,10$	$\mu=0,13$	$\mu=0,10$	$\mu=0,13$		$\mu=0,10$	$\mu=0,13$			$\mu=0,10$	$\mu=0,13$			
Коэффициент запаса $\gamma = 1,4$															
3Н-90	80,0	2706 (276,1)	3445 (361,5)	845 (86,3)	852 (86,9)	77,6	2428 (247,8)	3091 (315,4)	846 (86,3)	852 (86,9)	76,0	2820 (286,1)	3571 (362,3)	857 (87,4)	842 (86,0)
3Н-95	95,0	4625 (471,9)	5906 (602,7)	1096 (110,8)	1094 (111,6)	92,0	4227 (431,3)	5399 (550,9)	1096 (110,8)	1094 (111,6)	89,0	3662 (373,7)	4677 (477,2)	1103 (112,5)	1119 (113,3)
3Н-108	108,0	6869 (700,9)	8804 (898,4)	1585 (161,7)	1596 (162,9)	104,7	6172 (629,8)	7909 (807,0)	1585 (161,7)	1596 (162,9)	102,0	5416 (562,7)	6940 (708,2)	1599 (163,2)	1611 (164,4)
3Н-170	170,0	13355 (1376)	24970 (2548)	2376 (242,4)	2399 (244,8)	166,8	17669 (1803)	22795 (2326)	2394 (244,3)	2418 (246,7)	164,0	15709 (1603)	28276 (2869)	2438 (248,8)	2462 (251,2)
3Н-127	170,0	18591 (1897)	23990 (2448)	2109 (215,2)	2131 (217,4)	166,8	17072 (1742)	22021 (2247)	2129 (217,2)	2150 (219,4)	164,0	15278 (1559)	19698 (2010)	2172 (221,6)	2191 (223,6)
3Н-197	197,0	39956 (4077)	51607 (5266)	3848 (392,7)	3888 (396,7)	191,0	37594 (3830)	48461 (4945)	3848 (392,7)	3888 (396,7)	188,0	36191 (3693)	46726 (4768)	3848 (392,7)	3888 (396,7)
3Н-108	108,0	5792 (591,0)	7395 (754,6)	924 (94,3)	933 (95,2)	104,7	5416 (562,7)	6915 (706,6)	924 (94,3)	933 (95,2)	100,0	4547 (464)	5804 (593,2)	957 (97,7)	966 (98,6)
3Н-128	118,0	7011 (715,4)	9021 (920,5)	1440 (147)	1453 (148,3)	114,5	6136 (628,1)	7894 (805,5)	1440 (147)	1449 (148,3)	109,0	5930 (601)	7686 (781,9)	1494 (152,4)	1506 (153,7)
3Н-130	128,0	8075 (818,5)	10211 (1040,1)	1175 (119,9)	1188 (121,2)	114,5	5513 (562,5)	7072 (721,6)	1192 (121,6)	1208 (122,8)	108,0	5177 (524,2)	6676 (682,1)	1343 (137)	1366 (138,4)
3Н-123	133,0	10868 (1108)	13941 (1420)	1510 (154,1)	1523 (155,4)	129,0	10825 (1093)	13868 (1412)	1510 (154,1)	1523 (155,4)	126,0	9886 (1006,6)	12298 (1252)	1541 (157,2)	1553 (158,5)
3Н-146	144,0	13426 (1378)	17336 (1769)	1848 (188,6)	1869 (190,7)	141,6	12340 (1249)	15997 (1613)	1848 (188,6)	1869 (190,7)	136,0	10554 (1065)	12738 (1299)	1808 (184,7)	1828 (186,7)
3Н-146	146,0	14229 (1451)	18397 (1866)	2033 (204,4)	2022 (206,3)	141,6	12638 (1309)	16503 (1684)	2003 (204,4)	2022 (206,3)	136,0	10994 (11030)	12975 (1324)	2001 (207,4)	2011 (212,3)
3Н-170	170,0	24955 (2537)	32895 (3374)	3794 (385,1)	3822 (388)	172,5	22689 (2303)	29126 (2972)	3794 (385,1)	3822 (388,6)	167,0	19801 (1947)	24618 (2512)	2859 (290,8)	2878 (293,7)
3Н-200	200,0	32328 (3349)	42033 (4337)	5024 (508,6)	5061 (512,3)	197,8	29621 (3043)	38112 (3948)	5024 (508,6)	5061 (512,3)	191,0	28013 (2863)	32389 (3317,9)	3115 (317,9)	3152 (321,6)

Тип зама	I класс				II класс				III класс						
	Натуральный диаметр зама, мм	Крутящий момент смазочными, Н·м (кгс·м)		Нормальная растяжимая нагрузка, МПа (тс)		Натуральный диаметр зама, мм	Крутящий момент смазочными, Н·м (кгс·м)		Нормальная растяжимая нагрузка, МПа (тс)		Натуральный диаметр зама, мм	Крутящий момент смазочными, Н·м (кгс·м)		Нормальная растяжимая, нагрузка, МПа (тс)	
		μ'-0,10	μ'-0,13	μ'-0,10	μ'-0,13		μ'-0,10	μ'-0,13	μ'-0,10	μ'-0,13		μ'-0,10	μ'-0,13	μ'-0,10	μ'-0,13
3В-00	600,0	14904	19326	2661	2078	150,3	13132	16926	2054	2076	148,0	11760	15161	2506	2108
3В-105	150,0	19072	19434	1946	1967	150,3	12946	16606	1965	2085	148,0	11603	14965	2018	2538
3В-105	150,0	19336	19662	196,6	(200,7)		13211	1702	(202,6)	(204,6)		1184	(1526)	(205,9)	(206,0)
3В-105	150,0	23677	30626	2726	2756	173,4	20006	26235	2746	2776	171,0	18326	25706	2776	2907
3В-114	180,0	14680	16974	1700	1790	180,3	12761	16366	1818	1836	148,0	11442	14739	1850	1970
3В-00	90	3337	4262	658,5	665,3	65,0	2459	3116	683,0	690,0	63,0	1932	2433	698,7	699,5
3В-105	100	5046	6450	840	923	104,0	4443	5723	600	672,2	101,0	3810	4607	689,8	691,6
3В-140	140	11201	14484	1829	1902	136,5	9669	12700	1848	1871	133,0	6005	10437	1892	1916
3В-152	152	13466	17486	2003	2028	148,0	11466	14806	2081	2058	145,0	9606	12270	2072	2007
3В-172	172	18630	24106	2000	2028	169,0	17376	22481	2017	2044	168,0	16817	21766	2032	2061
		(1901)	(2460)	(204,1)	(206,9)		(2773)	(2294)	(206,8)	(208,6)		(1716)	(2221)	(207,4)	(210,3)
Коэффициент зама $\gamma = 1,3$															
3В-00	60,0	2668	3677	917	924	77,6	2587	3294	917	921	76,0	2152	2740	927	934
3В-05	90,0	4927	6294	1182	1190	92,0	4494	5740	1182	1190	89,0	3896	4974	1196	1206
3В-105	100,0	7324	9366	1721	1734	104,7	6566	8474	1721	1734	102,0	5700	7301	1734	1747
3В-170	170,0	20561	26519	2593	2619	166,8	18736	24196	2611	2636	164,0	18465	21511	2645	2677
3В-127	170,0	19708	25431	2311	2334	166,8	18071	23314	2336	2362	164,0	16170	20984	2370	2383
3В-197	197,0	42512	54909	4216	4258	191,0	39687	51470	4216	4258	188,0	36387	46668	4216	4263
		(4338)	(5609)	(430,2)	(434,5)		(4667)	(5252)	(430,2)	(434,5)		(3917)	(5056)	(430,2)	(434,5)

Тип заезда	I класс				II класс				III класс						
	Длинейный диаметр заезда, мм	Двухрядный момент сцепки вагонов, Н·м (кгс·м)		Максимальная расчетная нагрузка, кН (тс)		Длинейный диаметр заезда, мм	Двухрядный момент сцепки вагонов, Н·м (кгс·м)		Максимальная расчетная нагрузка, кН (тс)		Длинейный диаметр заезда, мм	Двухрядный момент сцепки вагонов, Н·м (кгс·м)		Максимальная расчетная нагрузка, кН (тс)	
		μ' = 0,10	μ' = 0,13	μ' = 0,10	μ' = 0,13		μ' = 0,10	μ' = 0,13	μ' = 0,10	μ' = 0,13		μ' = 0,10	μ' = 0,13	μ' = 0,10	μ' = 0,13
SH-108	108,0	6160 (628,6)	7665 (802,6)	1013 (103,4)	1023 (104,4)	104,7	5749 (586,6)	7339 (748,9)	1013 (103,4)	1023 (104,4)	100,0	4826 (492,4)	6159 (628,5)	1045 (106,6)	1064 (107,8)
SH-108															
SH-118	118,0	7476 (763,9)	9620 (987,6)	1364 (139,6)	1378 (141,0)	114,5	6526 (666,9)	8397 (866,8)	1364 (139,6)	1378 (141,0)	109,0	4196 (429,2)	5398 (550,9)	1613 (164,6)	1627 (166,0)
SH-118															
SH-120	120,0	7322 (747,1)	9394 (969,6)	1280 (130,6)	1293 (132)	114,5	6356 (657,5)	7612 (764,5)	1280 (132,2)	1293 (133,5)	109,0	3392 (346,1)	4363 (444,2)	1449 (147,9)	1464 (149,4)
SH-133	133,0	11664 (1179)	14998 (1511)	1962 (198,6)	1968 (170)	129,0	10643 (1086)	13651 (1398)	1962 (198,6)	1968 (170,0)	126,0	9344 (953,5)	11985 (1223)	1680 (171,4)	1693 (172,8)
SH-146	146,0	14288 (1469)	18463 (1883)	2018 (206,0)	2040 (208,2)	141,6	12995 (1326)	16787 (1713)	2018 (206,0)	2040 (208,2)	136,8	10466 (1068)	13624 (1386)	2074 (210,6)	2095 (213,8)
SH-146	146,0	15141 (1546)	19473 (1987)	2183 (222,8)	2204 (224,9)	141,6	13622 (1390)	17622 (1788)	2183 (222,8)	2204 (224,9)	136,0	10721 (1094)	13789 (1407)	2288 (230,4)	2309 (232,5)
SH-178	178,0	26469 (2700)	34153 (3486)	3669 (311,2)	3680 (314,3)	172,6	22941 (2445)	30919 (3158)	3669 (311,2)	3680 (314,3)	167,0	26287 (2665)	34117 (3485)	3182 (319,5)	3192 (319,6)
SH-178															
SH-208	208,0	34898 (3641)	45290 (4613)	3309 (337,7)	3349 (341,7)	197,0	31626 (3226)	40944 (4178)	3309 (337,7)	3349 (341,7)	197,0	36529 (3707)	43449 (4505)	3395 (346,4)	3434 (350,4)
SH-208															
SH-208	156,0	15964 (1629)	20590 (2106)	2294 (228,0)	2258 (236,4)	160,3	13996 (1422)	17963 (1839)	2294 (228,3)	2261 (230,7)	148,0	13485 (1374)	16992 (1642)	2268 (221,4)	2299 (232,7)
SH-208	156,0	16986 (1633)	22629 (2195)	2127 (217,9)	2149 (219,3)	160,3	13730 (1401)	17699 (1806)	2163 (220,7)	2181 (222,6)	148,0	12319 (1297)	16976 (1620)	2199 (223,8)	2215 (226,8)
SH-208	156,0	25196 (2571)	32685 (3325)	2970 (303,1)	3002 (306,3)	171,4	21531 (2197)	27652 (2842)	2970 (306,0)	3021 (308,3)	177,0	19622 (1939)	25197 (2567)	3009 (307,9)	3049 (311,1)
SH-214	156,0	15542 (1598)	20051 (2046)	1961 (199,1)	1972 (201,2)	160,3	13446 (1372)	17326 (1768)	1978 (202,8)	2008 (204,9)	148,0	12123 (1237)	16421 (1694)	2017 (205,8)	2038 (208,0)
SH-208	90	3654 (362,7)	4648 (463,3)	933,0 (96,2)	940,6 (96,0)	86,0	2691 (265,4)	3321 (336,9)	956,5 (97,6)	963,3 (98,3)	83,0	2086 (212,9)	2665 (271,9)	971,2 (99,1)	978,8 (99,8)
SH-208	108	6966 (646,6)	8999 (794,2)	922 (94,1)	935 (95,6)	104,0	4712 (486,6)	6069 (619,3)	941 (96,0)	964,5 (97,4)	101,0	4046 (412,8)	5212 (531,8)	969,2 (98,8)	981,0 (100,1)
SH-208	140	11897 (1214)	15396 (1571)	1966 (199,8)	2017 (206,8)	136,5	19486 (1996)	2544 (260,1)	2019 (207,6)	2034	133,0	9577 (976,3)	11994 (1123)	2051 (209,3)	2077 (211,9)
SH-252	152	14398 (1469)	18673 (1898)	2281 (235,6)	2308 (235,3)	148,8	19281 (1948)	25014 (256,3)	2281 (228,8)	2294	146,0	10994 (1099)	13944 (1331)	2266 (229,2)	2278 (231,9)

Тип самоса	I класс				II класс				III класс						
	Наружный диаметр самоса, мм	Круглый элемент составления, H-h(кгс·м)		Нормальная расталкиваемая нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр самоса, мм	Круглый элемент составления, H-h(кгс·м)		Нормальная расталкиваемая нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр самоса, мм	Круглый элемент составления, H-h(кгс·м)		Нормальная расталкиваемая нагрузка, кН(тс)	
		$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$		$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$		$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$
BE-172	172	19757 (2016)	25548 (2609)	2195 (224,0)	2225 (227,0)	169,0	18404 (1878)	23814 (2430)	2289 (225,5)	2239 (228,5)	168,0	17816 (1818)	23069 (2363)	2225 (227,0)	2254 (230,0)
Коэффициент самоса $\lambda = 1,0$															
BE-80	80,0	3669 (374,4)	4673 (478,8)	1214 (123,9)	1222 (124,7)	77,6	3271 (333,8)	4165 (426,9)	1214 (123,9)	1222 (124,7)	75,0	2722 (277,8)	3466 (353,7)	1221 (124,6)	1230 (125,5)
BE-95	95,0	6229 (635,6)	7957 (812,9)	1978 (197,0)	1589 (162,1)	92,0	5651 (576,6)	7219 (736,8)	1978 (197,0)	1589 (162,1)	89,0	4806 (490,6)	6263 (638,1)	1691 (172,3)	1681 (163,4)
BE-108	108,0	9273 (946,2)	11887 (1213)	2284 (233,1)	2300 (234,7)	104,7	8287 (843,6)	10595 (1081)	2284 (233,1)	2300 (234,7)	102,0	7346 (739,4)	9287 (947,7)	2294 (234,1)	2311 (236,8)
BE-170	170,0	25745 (2627)	33232 (3391)	3489 (356)	3521 (359,3)	166,8	23462 (2388)	30204 (3062)	3502 (357,3)	3535 (360,7)	164,0	20854 (2128)	26821 (2747)	3533 (360,5)	3566 (363,9)
BE-127	170,0	24578 (2508)	31723 (3237)	3136 (320,0)	3165 (323,0)	166,8	22442 (2290)	28978 (2966)	3149 (321,3)	3179 (324,4)	164,0	20160 (2051)	25941 (2647)	3180 (324,5)	3210 (327,6)
BE-197	197,0	83547 (8464)	69178 (7059)	5718 (583,5)	5773 (589,1)	191,0	49951 (5097)	64523 (6584)	5718 (583,5)	5773 (589,1)	186,0	47951 (4893)	61986 (6320)	5718 (583,5)	5773 (589,1)
BE-108	108,0	7761 (790,0)	9988 (1018)	1380 (140,8)	1393 (142,1)	104,7	7190 (733,7)	9183 (937)	1380 (140,8)	1393 (142,1)	108,0	6036 (615,9)	7797 (788,4)	1404 (143,3)	1417 (144,6)
BE-108	108,0	9472 (966,5)	12191 (1244)	2075 (211,7)	2093 (213,6)	114,5	9211 (937,9)	10568 (1078)	2075 (211,7)	2093 (213,6)	109,0	8336 (844,4)	9922 (1006,6)	2112 (215,5)	2131 (217,4)
BE-118	118,0	9472 (966,5)	12191 (1244)	2075 (211,7)	2093 (213,6)	114,5	9211 (937,9)	10568 (1078)	2075 (211,7)	2093 (213,6)	109,0	8336 (844,4)	9922 (1006,6)	2112 (215,5)	2131 (217,4)
BE-120	120,0	9243 (943,2)	11668 (1211)	1713 (174,8)	1731 (176,6)	114,5	7341 (748,1)	9421 (961,3)	1725 (176)	1742 (177,8)	109,0	4909 (499,7)	6531 (664,4)	1896 (193,6)	1916 (195,5)
BE-133	133,0	14553 (1485)	18469 (1906)	2233 (227,9)	2251 (229,7)	129,0	13338 (1361)	17109 (1748)	2233 (227,9)	2251 (229,7)	126,0	11691 (1193)	14984 (1529)	2255 (230,1)	2273 (231,9)
BE-146	146,0	18003 (1837)	23265 (2374)	2716 (277,1)	2744 (280,0)	141,6	16268 (1660)	21821 (2148)	2716 (277,1)	2744 (280,0)	136,0	13112 (1338)	16954 (1736)	2758 (281,4)	2786 (284,3)
BE-146	146,0	19090 (1948)	24568 (2507)	2927 (298,7)	2994 (301,4)	141,6	17072 (1742)	21962 (2241)	2927 (298,7)	2954 (301,4)	136,0	13446 (1372)	17297 (1765)	2959 (300,1)	2996 (305,7)
BE-178	178,0	33369 (3404)	43071 (4396)	4100 (418,4)	4140 (422,4)	172,6	29998 (3061)	38730 (3952)	4100 (418,4)	4140 (422,4)	167,0	26294 (2681)	32654 (3332)	4141 (422,5)	4190 (426,5)
BE-203	203,0	43894 (4479)	56869 (5803)	4478 (456,9)	4529 (462,1)	197,0	39455 (4026)	51107 (5215)	4478 (456,9)	4529 (462,1)	191,0	33114 (3379)	43885 (4376)	4543 (463,6)	4594 (468,8)

Тип станка	I класс				II класс				III класс						
	Внутренний диаметр станка, мм	Круглый диаметр саничьевого, H-н(кгс-м)		Максимальная расталкиваемая нагрузка, кН(кгс)		Внутренний диаметр станка, мм	Круглый диаметр саничьевого, H-н(кгс-м)		Максимальная расталкиваемая нагрузка, кН(кгс)		Внутренний диаметр станка, мм	Круглый диаметр саничьевого, H-н(кгс-м)		Максимальная расталкиваемая нагрузка, кН(кгс)	
		$\mu'-0,10$	$\mu'-0,13$	$\mu'-0,10$	$\mu'-0,13$		$\mu'-0,10$	$\mu'-0,13$	$\mu'-0,10$	$\mu'-0,13$		$\mu'-0,10$	$\mu'-0,13$	$\mu'-0,10$	$\mu'-0,13$
3V-155	155,0	20119 (2053)	25941 (2647)	2990 (305,1)	3020 (305,2)	150,3	17434 (1770)	22471 (2293)	2990 (305,3)	3020 (305,4)	149,0	15843 (1636)	20158 (2068)	3015 (307,7)	3045 (310,7)
3VM-155	155,0	20051 (2046)	25902 (2639)	2967 (292,6)	2996 (299,6)	150,3	17170 (1752)	22136 (2259)	2965 (292,4)	2994 (298,4)	148,0	15426 (1574)	19959 (2029)	2928 (297,8)	2967 (300,7)
3V-135	135,0	31728 (3230)	41048 (4180)	3976 (405,7)	4017 (409,9)	179,4	26943 (2740)	34854 (3556)	3981 (407,2)	4032 (411,4)	177,0	24343 (2484)	31497 (3213)	4012 (409,4)	4053 (413,6)
3M-114	135,0	19404 (1980)	25019 (2553)	2852 (270,6)	2870 (273,3)	150,3	16709 (1705)	21550 (2190)	2679 (273,4)	2707 (276,2)	149,0	18072 (1838)	19431 (1983)	2703 (276,8)	2729 (278,5)
3M-90	90	4489 (458,1)	5737 (585,4)	1243 (126,8)	1252 (127,7)	85	3291 (336,8)	4303 (439,9)	1200 (122,6)	1209 (123,5)	83,0	2661 (271,5)	3398 (346,7)	1271 (129,7)	1301 (130,7)
3M-108	108	6701 (683,8)	8637 (881,3)	1268 (129,4)	1276 (130,2)	104,0	8081 (809,1)	7978 (773,5)	1273 (129,9)	1290 (131,6)	101,0	8069 (817,3)	6333 (646,6)	1294 (132,0)	1311 (133,8)
3M-140	140	14945 (1525)	19845 (1974)	2685 (271,9)	2697 (275,2)	130,6	13103 (1337)	16063 (1731)	2670 (273,3)	2711 (279,6)	133,0	10780 (1109)	13956 (1424)	2711 (276,8)	2743 (279,9)
3M-152	152	17954 (1832)	23197 (2307)	2917 (297,7)	2933 (301,8)	140,0	15249 (1556)	19008 (2000)	2940 (300,8)	2971 (303,2)	145,0	13031 (1337)	16306 (1672)	2907 (292,8)	2933 (300,3)
3M-172	172	21678 (2212)	31948 (3200)	2904 (304,5)	2923 (300,5)	169,0	22312 (2238)	29655 (3006)	2995 (300,7)	3028 (310,9)	169,0	23197 (2365)	29734 (2982)	2907 (300,8)	2945 (300,8)

Рекомендуемые значения коэффициентов инерционности буровых скважин при разведочном исследовании пластов по классам

Буровая скважина				I класс				II класс				III класс					
Натуральный диаметр, мм	Устье скважины, мм	Длина скважины	Тип скважины	Типоразмер скважины по содержанию	Буровой диаметр, мм	Длина скважины по открытию, мм	Рекомендуемый коэффициент инерционности, Н·м (кгс·м)	Максимальный рекомендуемый диаметр скважины по содержанию, мм	Максимальная длина скважины по устью скважины, м	Характер скважины по часовой выработке, мм	Рекомендуемый коэффициент инерционности, Н·м (кгс·м)	Максимальный рекомендуемый диаметр скважины по содержанию, мм	Максимальная длина скважины по устью скважины, м	Характер скважины по часовой выработке, мм	Рекомендуемый коэффициент инерционности, Н·м (кгс·м)		
60,3	7,11	Д	ИВ	ИС36(2 3/8ИП)	85,7	44,5	4900 (500)	79,4	2,0	2740 (290)	77,8	1,6	2460 (210)	ИВ	ИС36(2 3/8ИП)		
	7,11		ИВ	ИС36(2 3/8ИП)	85,7	44,5	4900 (500)	81,0	3,2	3620 (390)	79,4					2,4	2740 (280)
73,0	9,19	Е	ИВ	ИС31(2 7/8ИП)	104,8	54,0	8530 (870)	96,8	4,0	7060 (720)	94,5	2,4	4900 (500)	ИВ	ИС31(2 7/8ИП)		
	9,19		ИВ	ИС31(2 7/8ИП)	104,8	50,8	9510 (970)	99,2	5,6	9210 (940)	96,8					3,6	5980 (610)
	9,19		ИВ	ИС31(2 7/8ИП)	104,8	50,8	9510 (970)	100,0	4,8	2610 (970)	97,6					3,5	7060 (720)
	9,19		ИВ	ИС31(2 7/8ИП)	111,1	41,3	11470 (1170)	103,2	6,4	10370 (1030)	100,8					5,2	8820 (900)
88,9	6,45	Е	ИВ	ИС38(3 1/2ИП)	120,6	68,3	8620 (880)	111,1	2,8	7150 (730)	113,3	2,4	6470 (660)	ИВ	ИС38(3 1/2ИП)		
	9,36		ИВ	ИС38(3 1/2ИП)	120,6	68,3	13220 (1360)	114,3	4,4	11660 (1190)	111,9					3,2	8040 (820)
	9,36		ИВ	ИС38(3 1/2ИП)	127,0	65,1	13820 (1410)	116,7	5,6	11860 (1210)	114,3					4,4	9900 (1010)
	9,36		ИВ	ИС38(3 1/2ИП)	127,0	61,9	16680 (1600)	118,3	6,4	15560 (1590)	115,9					5,2	10980 (1120)
	9,36		ИВ	ИС38(3 1/2ИП)	127,0	53,9	17930 (1830)	122,2	8,3	17060 (1740)	119,1					6,7	14010 (1430)
	11,40		ИВ	ИС38(3 1/2ИП)	127,0	65,1	13820 (1410)	115,1	4,8	11760 (1200)	113,6					4,0	9900 (1010)
	11,40		ИВ	ИС38(3 1/2ИП)	127,0	61,9	16680 (1600)	118,3	6,4	15560 (1590)	115,9					5,2	10976 (1120)
	11,40		ИВ	ИС38(3 1/2ИП)	127,0	63,9	17930 (1830)	119,9	7,1	17030 (1740)	117,5					6,0	12010 (1430)
	11,40		ИВ	ИС40(4ИП)	139,7	57,2	22340 (2280)	129,4	8,3	19600 (1990)	125,4					6,4	15390 (1670)
	101,6		8,38	Е	ИУ	ИС40(4ИП)	133,3	71,4	16950 (1730)	122,3	4,8					14410 (1470)	119,9
8,38		ИУ	ИС40(4ИП)		133,3	68,3	17160 (1750)	125,4	6,4	15390 (1570)	122,2	4,8	12150 (1240)				
8,38		ИУ	ИС40(4ИП)		139,7	61,9	20380 (2080)	127,0	7,1	17050 (1740)	123,8	5,6	13820 (1410)				
8,38		ИВ	ИС46(4ИП)		152,4	82,6	22830 (2330)	134,1	3,6	12450 (1270)	131,8	3,2	9800 (1000)				
8,38		ИВ	ИС46(4ИП)		152,4	82,6	22830 (2330)	136,5	4,8	15390 (1570)	134,1	3,6	12150 (1240)				
8,38		ИВ	ИС46(4ИП)		152,4	82,6	22830 (2330)	138,1	5,6	(17360 (1770)	136,7	4,4	14500 (1480)				
8,38		ИВ	ИС46(4ИП)		152,4	76,2	26460 (2700)	141,3	7,1	21360 (2180)	138,1	5,6	17350 (1770)				
114,3		8,56	Е		ИВ	ИС46(4ИП)	158,7	82,6	23030 (2350)	137,2	5,2	15370 (1570)	134,0	4,0	13430 (1370)	ИВ	ИС46(4ИП)
	8,56	ИВ		ИС45(4ИП)	158,7	76,2	26750 (2730)	140,5	6,8	20290 (2070)	137,3	5,2	16370 (1670)				
	8,56	ИВ		ИС46(4ИП)	158,7	76,2	26750 (2730)	142,1	7,5	22340 (2280)	138,9	6,0	18230 (1860)				
	8,56	ИВ		ИС46(4ИП)	158,7	69,9	30380 (3100)	146,8	9,9	29710 (2930)	142,9	7,9	23420 (2390)				
	10,92	ИВ		ИС46(4ИП)	158,7	76,2	26750 (2730)	139,7	6,4	19310 (1970)	136,5	4,8	15090 (1540)				

Наружный диаметр, мм	Буровая труба			I класс				II класс		III класс			
	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип высадки	Типоразмер выско- вого соединения	Наружный диаметр, мм	Диаметр проходно- го отверстия, мм	Рекомендуемый мо- мент сдвигающего, Н·м (кгс·м)	Максимальный нару- жный диаметр выско- вого соединения, мм	Максимальная выси- ла уступающего торца муфты с вышерассла- ченной высадкой, мм	Рекомендуемый мо- мент сдвигающего, Н·м (кгс·м)	Максимальный нару- жный диаметр выско- вого соединения, мм	Максимальная выси- ла уступающего торца муфты с вышерассла- ченной высадкой, мм	Рекомендуемый момент сдвигающего, Н·м (кгс·м)
114,3	10,92	X-95	1BU	MC46(41P)	158,7	69,1	3380 (3100)	143,7	8,3	24500 (2500)	139,7	6,4	19810 (1970)
	10,92	g-105	1BU	MC46(41P)	158,7	65,5	33520 (3420)	145,3	9,1	26460 (2700)	141,3	7,1	21360 (2180)
	8,56	E	1BU	4 1/2PH	152,4	76,2	26520 (2400)	136,5	5,2	16370 (1670)	134,1	4,0	13620 (1390)
	8,56	X-95	1BU	4 1/2PH	152,4	69,9	26950 (2750)	139,7	5,7	20290 (2070)	136,5	5,2	16370 (1670)
	8,56	g-105	1BU	4 1/2PH	152,4	69,9	26950 (2750)	141,3	7,5	22180 (2260)	138,1	6,0	18230 (1860)
	10,92	E	1BU	4 1/2PH	152,4	76,2	24400 (2490)	138,9	6,4	23030 (2350)	135,3	4,8	15970 (1630)
	10,92	X-95	1BU	4 1/2PH	152,4	63,5	31770 (3180)	142,9	8,3	29010 (2960)	138,9	6,4	20090 (2060)
	8,56	E	BU	MC50(4 1/21P)	161,9	95,3	25580 (2610)	145,3	4,0	15680 (1600)	143,7	3,2	13620 (1390)
	8,56	L-95	BU	MC50(4 1/21P)	161,9	95,3	25580 (2610)	148,4	5,6	20290 (2070)	146,1	4,4	16760 (1710)
	8,56	g-105	BU	MC50(4 1/21P)	161,9	95,3	25580 (2610)	150,0	6,4	22440 (2290)	146,8	4,8	17840 (1820)
	8,56	s-135	BU	MC50(4 1/21P)	161,9	88,9	30280 (3090)	154,0	8,3	28420 (2900)	150,8	6,7	23620 (2410)
	10,92	E	BU	MC50(4 1/21P)	161,9	92,1	27630 (2840)	147,6	5,2	19110 (1960)	145,3	4,9	15680 (1600)
	10,92	X-95	BU	MC50(4 1/21P)	161,9	88,9	31460 (3210)	150,8	6,7	29500 (3010)	148,3	5,6	20090 (2060)
	10,92	g-105	BU	MC50(4 1/21P)	161,9	88,9	30280 (3090)	152,4	7,5	25370 (2650)	149,2	6,0	21360 (2180)
	10,92	s-135	BU	MC50(4 1/21P)	168,3	73,0	41062 (4190)	158,0	10,3	34500 (3520)	154,0	8,3	28420 (2900)
127,0	9,19	K	1BU	MC50(4 1/21P)	161,9	95,3	25580 (2610)	149,2	6,0	21360 (2180)	146,8	4,6	17930 (1830)
	9,19	X-95	1BU	MC50(4 1/21P)	161,9	88,9	30280 (3090)	153,2	7,9	27340 (2790)	150,8	6,4	22620 (2300)
	9,19	g-105	1BU	MC50(4 1/21P)	165,1	82,6	34890 (3660)	154,8	8,7	29600 (3020)	151,6	7,1	24820 (2540)
	9,19	s-135	1BU	MC50(4 1/21P)	168,3	69,8	43020 (4380)	160,3	11,5	36420 (3920)	156,6	9,1	30370 (3160)
	12,70	E	1BU	MC50(4 1/21P)	161,9	88,9	30280 (3090)	153,2	7,9	27340 (2790)	150,8	6,4	22640 (2300)
	12,70	X-95	1BU	MC50(4 1/21P)	165,1	76,2	38710 (3960)	157,2	9,9	33420 (3410)	153,2	7,9	28730 (2940)
	12,70	g-105	1BU	MC50(4 1/21P)	168,3	69,8	43020 (4390)	159,5	11,1	37140 (3790)	156,6	9,1	30970 (3160)
	9,19	s-135	1BU	5 1/2PH	184,1	88,9	50180 (5120)	171,4	9,5	46450 (4740)	167,5	7,5	32930 (3360)
	12,70	E	1BU	5 1/2PH	177,8	88,9	42630 (4380)	165,1	6,4	27340 (2790)	161,9	4,8	21760 (2220)
	12,70	L-95	1BU	5 1/2PH	177,8	88,9	42630 (4380)	169,1	8,3	34500 (3520)	165,1	6,4	27340 (2790)
	12,70	g-105	1BU	5 1/2PH	184,1	88,9	43810 (4470)	170,7	9,1	41860 (4270)	166,7	7,1	36930 (3890)
	12,70	s-135	1BU	5 1/2PH	184,1	82,6	52630 (5370)	176,2	11,9	48020 (4900)	171,5	9,5	36970 (3970)

Буровая труба				I класс			II класс			III класс			
Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина резьбы	Тип резьбы	Типоразмер резьбового соединения	Внутренний диаметр, мм	Диаметр прохода от отверстия, мм	Рекомендуемый момент затяжки, Н·м (кгс·м)	Максимальный наружный диаметр резьбового соединения, мм	Максимальная нагрузка утяжеленного торца буфера с максимальным числом классов, мм	Рекомендуемый момент затяжки, Н·м (кгс·м)	Максимальный наружный диаметр резьбового соединения, мм	Максимальная нагрузка утяжеленного торца буфера с максимальным числом классов, мм	Рекомендуемый момент затяжки, Н·м (кгс·м)
139,7	9,17	B	1NB	5 1/2NH	177,8	101,6	37830 (3960)	164,3	6,0	25970 (2650)	161,9	4,8	21960 (2340)
	9,17	X-95	1NB	5 1/2NH	177,8	95,3	43810 (4470)	168,3	7,9	40380 (4120)	165,1	6,4	28320 (2920)
	9,17	6-105	1NB	5 1/2NH	184,2	88,9	49000 (5000)	170,7	9,1	37440 (3860)	166,7	7,1	30290 (3090)
	9,17	S-135	1NB	5 1/2NH	190,5	76,2	59780 (6100)	176,2	11,9	57330 (6830)	171,5	9,5	31266 (3196)
	10,64	B	1NB	5 1/2NH	177,8	101,6	38220 (3900)	165,9	6,7	26810 (2940)	163,5	5,6	24600 (2510)
	10,64	X-95	1NB	5 1/2NH	184,2	88,9	50080 (5110)	170,7	9,1	44980 (4590)	166,7	7,1	31260 (3190)
	10,64	6-105	1NB	5 1/2NH	184,2	88,9	60080 (5110)	172,2	9,9	49490 (5050)	168,3	7,9	34300 (3500)
	10,64	S-135	1NB	5 1/2NH	190,5	76,2	59090 (6030)	178,6	13,1	52720 (5380)	173,8	10,7	43410 (4439)

Примечание. При расчетах рекомендуемого момента затяжки резьбового соединения допускалось использование резьбового конусида, содержащего 40-60% цинковой пыли по массе, в осевом направлении в осевом сечении 428,8 МПа для I класса и 574,1 МПа для II и III классов труб.

Геометрические и прочностные характеристики буровых замков отечественного производства

Тип замка	Резьба	Внешний диаметр D_3 , мм	Внутренний диаметр d_3 , мм	Относительная жесткость шпателя α_1	Относительная жесткость муфты α_2	Усиление стальных торцов R кН(тс)	Предельное усиление на торце муфты Q_{T2} , кН(тс)	Предельное усиление на шпатель Q_{T1} кН(тс)		Расчетные геометрические параметры, мм							
								$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	A_1		A_2		A		λ	
										$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$
I класс																	
3Н-80	3-66	80,0	25,0	0,565	0,415	30,8 (3,14)	1002 (102,2)	1245 (127,0)	1253 (127,9)	3,69	4,56	3,18	4,13	6,87	8,69	0,81	0,96
3Н-95	3-76	95,0	32,0	0,538	0,462	60,4 (6,17)	1643 (167,7)	1638 (167,2)	1649 (168,3)	4,17	5,18	3,71	4,83	7,88	10,01	0,53	0,55
3Н-108	3-88	108,0	38,0	0,582	0,418	67,9 (6,94)	1921 (196,1)	2351 (240,0)	2368 (241,7)	4,80	6,00	4,26	5,54	9,06	11,54	1,01	1,18
3Н-170	3-147	170,0	107,0	0,555	0,445	169,8 (17,33)	3633 (370,8)	3658 (373,2)	3691 (376,6)	8,02	10,12	6,94	9,02	14,96	19,14	1,36	1,60
3Н-127	3-147	170,0	110,0	0,535	0,465	170,7 (17,42)	3633 (370,8)	3326 (339,4)	3356 (342,5)	8,02	10,12	6,89	8,96	14,91	19,08	1,08	1,25
3Н-197	3-152	197,0	89,0	0,462	0,538	345,0 (35,20)	8670 (884,7)	6063 (618,7)	6119 (624,4)	8,23	10,40	7,41	9,63	15,64	20,03	-0,18	-0,38
3Н-108	3-86	108,0	54,0	0,451	0,549	90,3 (9,21)	2293 (234,0)	1470 (150,1)	1483 (151,3)	4,96	6,15	4,18	5,44	9,14	11,59	-0,06	-0,21
3Н-118	3-101	118,0	62,0	0,581	0,419	60,3 (6,16)	1806 (184,3)	2135 (217,8)	2153 (219,7)	5,43	6,82	4,76	6,19	10,19	13,01	1,16	1,37
3Н-120	3-102	120,0	70,0	0,531	0,469	70,8 (7,23)	1996 (203,6)	1784 (182,0)	1801 (183,8)	5,76	7,18	4,82	6,27	10,58	13,45	0,80	0,87
3Н-133	3-108	133,0	72,0	0,478	0,522	123,4 (12,60)	3169 (323,3)	2357 (240,5)	2376 (242,3)	6,09	7,62	5,19	6,76	11,28	14,37	0,20	0,12
3Н-146	3-121	146,0	80,0	0,506	0,494	132,6 (13,53)	3457 (352,8)	2848 (290,6)	2876 (293,5)	6,44	8,14	5,76	7,50	12,20	15,64	0,41	0,41
3Н-146	3-122	146,0	82,0	0,525	0,475	128,3 (13,09)	3386 (345,5)	3055 (311,8)	3082 (314,5)	6,80	8,53	5,78	7,51	12,58	16,04	0,82	0,91
3Н-178	3-147	178,0	101,0	0,508	0,494	205,7 (20,99)	5215 (532,1)	4298 (438,5)	4337 (442,5)	8,02	10,12	6,99	9,09	15,01	19,21	0,60	0,68
3Н-203	3-171	203,0	127,0	0,488	0,512	254,3 (25,95)	6351 (648,1)	4732 (488,9)	4783 (488,0)	9,20	11,66	8,05	10,47	17,26	22,13	0,37	0,33
3Н-155	3-133	155,0	95,0	0,545	0,465	123,1 (12,56)	3207 (327,3)	3113 (317,7)	3143 (320,7)	7,32	9,22	6,24	8,19	13,86	17,41	1,15	1,30

Тип замка	Резьба	Внешний диаметр D_3 , мм	Внутренний диаметр d_3 , мм	Относительная жесткость ниппеля α_1	Относительная жесткость муфты α_2	Усилие сжатия торцов R , кН (тс)	Предельное усилие на торце муфты Q_{T2} , кН (тс)	Предельное усилие на ниппеле Q_{T1} , кН (тс)		Расчетные геометрические параметры, мм							
								Q_{T1}		A_1		A_2		A		λ	
								$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$	$\mu' = 0,10$	$\mu' = 0,13$
ЗН-165	3-133	165,0	96,0	0,527	0,473	158,4 (16,17)	3370 (343,9)	3011 (307,3)	3040 (310,2)	7,32	9,21	6,27	8,16	13,59	17,37	0,89	1,00
ЗУ-165	3-161	165,0	120,0	0,549	0,451	166,3 (17,00)	4269 (435,6)	4142 (422,7)	4184 (427,0)	8,72	11,03	7,49	9,73	16,21	20,76	1,41	1,68
ЭП-114	3-133	165,0	98,0	0,524	0,476	141,6 (14,45)	3208 (327,3)	2819 (287,7)	2846 (290,4)	7,32	9,22	6,20	8,06	13,52	17,28	0,89	0,99
ЗМ-90	3-76	90,0	41	0,572	0,428	42,2 (4,31)	1109 (113,2)	1266 (131,1)	1294 (132,1)	4,17	5,18	3,65	4,76	7,82	9,92	0,82	0,93
ЗМ-108	3-88	108,0	56	0,484	0,516	85,6 (8,74)	1921 (196,0)	1344 (137,2)	136 (138,9)	4,80	6,00	4,31	5,61	9,12	11,61	0,10	0,01
ЗР-140	3-121	140,0	80	0,580	0,420	109,0 (11,12)	2467 (251,7)	2773 (283,0)	2806 (286,3)	6,44	8,14	5,71	7,42	12,15	15,56	1,34	1,60
ЗМ-152	3-133	152,0	96	0,586	0,414	117,6 (12,00)	2669 (272,4)	3035 (309,7)	3069 (313,2)	7,32	9,28	6,23	8,11	13,56	17,32	1,71	2,08
ЗМ-172	3-147	172,0	110	0,513	0,487	191,1 (19,50)	4002 (408,4)	3175 (324,0)	3214 (328,0)	8,02	10,12	6,98	9,08	15,00	19,20	0,72	0,77
К л а с с																	
ЗН-80	3-66	77,6	26	0,633	0,367	30,8 (3,14)	783,0 (79,9)	1245 (127,0)	1253 (127,9)	3,69	4,56	3,18	4,13	6,87	8,69	1,17	1,37
ЗН-36	3-76	92,0	32	0,584	0,416	60,4 (6,17)	1319 (134,6)	1638 (167,2)	1649 (168,3)	4,17	5,18	3,71	4,83	7,88	10,01	0,89	1,02
ЗУ-108	3-88	104,7	38	0,630	0,370	67,9 (6,94)	1516 (154,7)	2351 (240,0)	2368 (241,7)	4,80	6,00	4,26	5,54	9,06	11,54	1,45	1,73
ЭП-170	3-147	166,8	107	0,597	0,403	156,2 (15,9)	3011 (307,3)	3658 (373,2)	3691 (376,6)	8,02	10,12	6,90	8,98	14,93	19,11	2,00	2,42
ЗМ-127	3-147	166,8	110	0,577	0,423	176,7 (18,0)	3011 (307,3)	3326 (339,4)	3356 (342,5)	8,02	10,12	6,87	8,93	14,89	19,05	1,72	2,06
ЭП-197	3-152	191,0	89	0,502	0,498	345,0 (35,2)	7326 (747,6)	6063 (618,7)	6119 (624,3)	8,23	10,40	7,41	9,63	15,64	20,03	0,44	0,42
ЭП-108	3-88	104,7	54	0,496	0,504	90,3 (9,21)	1888 (192,7)	1470 (150,1)	1483 (151,3)	4,96	6,15	4,18	5,44	9,15	11,59	0,36	0,31

Тип замка	Резьба	Наружный диаметр D_3 , мм	Внутренний диаметр d_3 , мм	Относительная жесткость ниппеля α_1	Относительная жесткость муфты α_2	Удлинение торцов R , мм (то)	Предельное усилие на торце муфты θ_{72} , кН (то)	Предельное усилие на ниппеле Q_{71} , кН (то)		Расчетные геометрические параметры, мм							
										A_1		A_2		A		λ	
										$\mu=0,10$	$\mu=0,13$	$\mu=0,10$	$\mu=0,13$	$\mu=0,10$	$\mu=0,13$	$\mu=0,10$	$\mu=0,13$
3Н-118 3Н-118 3Н-120	3-101	114,5	62	0,641	0,369	60,31 (6,16)	1337 (136,4)	2136 (217,8)	2153 (219,7)	5,43	6,82	4,76	6,19	10,19	13,01	1,77	2,15
3Н-133	3-102	114,5	70	0,630	0,369	59,1 (6,03)	1251 (127,7)	1784 (182,0)	1801 (183,8)	5,76	7,18	4,79	6,22	10,54	13,41	1,86	2,23
3Н-146	3-108	129,0	72	0,626	0,474	123,4 (12,60)	2583 (263,6)	2357 (240,5)	2375 (242,3)	6,09	7,62	5,19	6,75	11,28	14,37	0,74	0,81
3Н-146 3Н-146	3-121	141,6	80	0,558	0,442	132,6 (13,53)	2727 (278,3)	2848 (290,6)	2876 (293,5)	6,44	8,14	5,76	7,50	12,21	15,63	1,05	1,23
3Н-178 3Н-178	3-122	141,6	82	0,580	0,420	128,3 (13,09)	2656 (271,0)	3055 (311,8)	3082 (314,5)	6,80	8,53	5,78	7,51	12,57	16,04	1,52	1,79
3Н-203	3-147	172,6	101	0,561	0,439	196,9 (20,0)	4122 (420,6)	4298 (438,5)	4337 (442,5)	8,02	10,12	6,99	9,09	15,01	19,21	1,43	1,69
3Н-156 3Н-155	3-171	197	127	0,546	0,454	254,3 (25,9)	4966 (506,7)	4722 (482,9)	4783 (488,0)	9,20	11,66	8,05	10,47	17,25	22,12	1,37	1,61
3Н-155 3Н-155	3-133	150,3	95	0,611	0,389	121,0 (12,4)	2379 (242,8)	3113 (317,7)	3143 (320,7)	7,32	9,22	6,24	8,11	13,56	17,33	2,05	2,48
3Н-155	3-133	150,3	96	0,604	0,396	121,0 (12,34)	2378 (242,8)	3011 (307,3)	3040 (310,2)	7,32	9,22	6,24	8,11	13,56	17,33	1,95	2,36
3Н-165	3-161	179,4	120	0,621	0,379	151,7 (15,5)	3090 (315,3)	4142 (422,7)	4184 (426,9)	8,72	11,03	7,46	9,70	16,18	20,73	2,59	3,17
3Н-114	3-133	150,3	98	0,591	0,409	139,6 (14,2)	2379 (242,8)	2819 (287,7)	2846 (290,4)	7,32	9,22	6,20	8,06	13,52	17,28	1,79	2,15
3Н-90	3-76	85,0	41	0,683	0,317	24,7 (2,52)	604,7 (61,7)	1285 (131,1)	1294 (132,0)	4,17	5,18	3,58	4,66	7,75	9,84	1,71	2,06
3Н-108	3-88	104,0	56	0,547	0,453	70,7 (7,21)	1431 (146,0)	1344 (137,2)	1362 (138,9)	4,80	6,00	4,27	5,55	9,07	11,56	0,89	0,77
3Н-140	3-121	136,5	80	0,632	0,368	95,1 (9,70)	1908 (194,7)	2773 (283,0)	2806 (286,3)	6,44	8,14	5,68	7,38	12,12	15,52	1,98	2,43
3Н-152	3-133	148,0	95	0,649	0,351	97,4 (9,94)	1977 (201,7)	3035 (309,7)	3069 (313,2)	7,32	9,28	6,23	8,10	13,51	17,27	2,56	3,18
3Н-172	3-147	189,0	110	0,549	0,451	179,6 (18,33)	3412 (348,2)	3175 (324,0)	3214 (328,0)	8,02	10,12	6,96	9,05	14,98	19,17	1,25	1,47

Тип сцепки	Рядовая	Внешний диаметр D_3 , мм	Внутрен- ний диа- метр d_3 , мм	Относ- тельная погреш- ность линейки α_1	Относ- тельная погреш- ность муфты α_2	Усилен- ная торцов R , мм (то)	Предель- ное уси- ление на торце муфты Q_{T1} , кН (то)	Предельное усиление на шпале Q_{T2} , кН (то)		Расчетные геометрические параметры, мм							
								Q_{T2}		A_1		A_2		A		λ	
								$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$
И класс																	
3В-80	3-66	75,0	25	0,693	0,307	23,13 (2,36)	554,7 (56,6)	1245 (127,0)	1253 (127,9)	3,69	4,56	3,15	4,09	6,84	8,65	1,59	1,90
3В-96	3-76	89,0	32	0,638	0,362	48,22 (4,92)	1006 (102,7)	1638 (167,2)	1649 (168,3)	4,17	5,18	3,67	4,77	7,84	9,95	1,33	1,58
3В-108	3-88	102,0	38	0,675	0,324	57,53 (5,87)	1194 (121,8)	2361 (240,0)	2368 (241,7)	4,80	6,00	4,23	5,50	9,03	11,50	1,87	2,27
3В-170	3-147	164,0	107	0,638	0,362	124,8 (12,74)	2477 (252,8)	3658 (373,2)	3691 (376,6)	8,02	10,12	6,85	8,91	14,87	19,03	2,64	3,23
3В-127	3-147	164,0	110	0,619	0,381	145,3 (14,83)	2477 (252,8)	3326 (339,4)	3356 (342,5)	8,02	10,12	6,81	8,85	14,83	18,97	2,36	2,89
3В-197	3-152	188,0	89	0,524	0,476	345,0 (35,20)	6670 (680,6)	6063 (618,7)	6119 (624,3)	8,23	10,40	7,41	9,63	15,64	20,03	0,78	0,86
3В-108	3-86	100,0	54	0,573	0,427	66,15 (6,75)	1333 (136,0)	1470 (150,1)	1483 (151,3)	4,96	6,15	4,11	5,34	9,07	11,49	1,09	1,24
3В-116	3-101	109,0	62	0,641	0,359	60,37 (6,16)	1337 (136,4)	2135 (217,8)	2153 (219,7)	5,43	6,82	4,65	6,05	10,08	12,87	1,81	2,20
3В-120	3-102	109,0	70	0,793	0,207	17,44 (1,78)	541,9 (55,3)	1784 (182,0)	1801 (183,8)	5,76	7,18	4,67	6,07	10,50	13,34	3,66	4,51
3В-133	3-108	125,0	72	0,584	0,416	102,0 (10,41)	1996 (203,7)	2357 (240,5)	2376 (242,3)	6,09	7,62	5,14	6,68	11,23	14,30	1,42	1,67
3В-146	3-121	136,0	80	0,640	0,360	90,45 (9,23)	1653 (168,7)	2848 (290,6)	2876 (293,5)	6,44	8,14	5,67	7,37	12,11	15,51	2,08	2,66
3В-146	3-122	136,0	82	0,666	0,334	86,14 (8,79)	1768 (179,4)	3065 (311,8)	3082 (314,5)	6,80	8,53	5,68	7,38	12,47	15,91	2,63	3,22
3В-178	3-147	167,0	101	0,629	0,371	156,9 (16,01)	3024 (308,6)	4298 (438,5)	4337 (442,5)	8,02	10,12	6,92	8,99	14,94	19,12	2,48	3,03
3В-203	3-171	191,0	127	0,616	0,384	188,8 (19,27)	3619 (369,6)	4732 (482,9)	4783 (488,0)	9,20	11,66	7,94	10,32	17,14	21,98	2,62	3,22
3В-155	3-133	148,0	95	0,648	0,352	98,0 (10,0)	1982 (202,3)	3113 (317,7)	3143 (320,7)	7,32	9,22	6,19	8,05	13,51	17,27	2,57	3,15

Тип защита	Резьба	Внешний диаметр D_3 , мм	Внутрен- ний диа- метр d_3 , мм	Относо- тельная жест- кость шпалея α_1	Относо- тельная жест- кость муфты α_2	Усили- е шати- торцов R , кН(тс)	Пределы- ное уси- лие на торце муфты Q_{T2} , кН (тс)	Пределное усилие на шпале Q_{T1} , кН (тс)		Расчетные геометрические параметры, мм							
								$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	A_1		A_2		A		λ	
										$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$
ЭПН-156	3-133	148,0	96	0,642	0,358	97,8 (9,98)	1982 (202,3)	3011 (307,3)	3040 (310,2)	7,32	9,22	6,19	8,06	13,51	17,28	2,48	3,03
ЭУ-166	3-161	177,0	120	0,656	0,344	130,0 (13,27)	2597 (265,0)	4142 (422,7)	4184 (426,9)	8,72	11,03	7,42	9,65	16,14	20,68	3,17	3,92
ЭП-114	3-133	148,0	98	0,629	0,371	116,3 (11,87)	1982 (202,3)	2819 (287,6)	2846 (290,4)	7,32	9,22	6,15	7,99	13,47	17,21	2,32	2,84
ЭЛ-90	3-76	83,0	41	0,739	0,261	13,33 (1,36)	410,6 (41,9)	1285 (131,1)	1294 (132,0)	4,17	5,18	3,54	4,61	7,71	9,78	2,16	2,62
ЭЛ-106	3-88	101,0	56	0,604	0,396	50,6 (5,16)	1076 (109,8)	1344 (137,2)	1362 (138,9)	4,80	6,00	4,21	5,47	9,01	11,47	1,23	1,46
ЭЛ-140	3-121	133,0	80	0,693	0,307	63,1 (6,44)	1364 (139,2)	2773 (283,0)	2806 (286,3)	6,44	8,14	5,60	7,28	12,06	15,42	2,74	3,41
ЭЛ-152	3-133	145,0	95	0,705	0,295	67,6 (6,90)	1469 (149,9)	3035 (309,7)	3069 (313,2)	7,32	9,28	6,12	7,96	13,45	17,18	3,36	4,19
ЭЛ-172	3-147	168,0	110	0,549	0,451	168,3 (17,17)	3217 (328,3)	3176 (324,0)	3214 (328,0)	8,02	10,12	6,94	9,02	14,96	19,15	1,27	1,49

Рекомендуемые моменты сращивания угловых буровых труб

Тип УБТ	Тип резьбы	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Момент сращивания, Н·м (кгс·м), при коэффициентах трения			
				$\mu' = 0,10$		$\mu' = 0,13$	
				$G_T = 370 \text{ МПа (38 кгс/мм}^2\text{)}$		$G_T = 440 \text{ МПа (45 кгс/мм}^2\text{)}$	
УБТ-78	3-78	86	32	3090-3580 (315-365)	3920-4560 (400-465)	3675-4210 (375-430)	4655-5390 (475-550)
УБТ-89	3-78	89	32	3115-3625 (318-370)	3970-4610 (405-470)	3725-4290 (380-438)	4685-5440 (478-555)
УБТ-108	3-88	108	56	5310-6520 (542-665)	6860-8330 (700-850)	6320-7645 (645-780)	8040-9890 (820-1010)
УБТ-146	3-121	146	74	9700-12340 (990-1260)	12540-15970 (1280-1630)	11470-14600 (1170-1490)	14900-18910 (1520-1990)
УБТ-178	3-147	178	90	18720-24690 (1910-2520)	24210-31950 (2470-3260)	22150-29300 (2260-2990)	28620-37820 (2920-3860)
УБТ-203	3-171	203	100	30970-41350 (3160-4220)	40180-53600 (4100-5470)	36650-49000 (3740-5000)	47530-63500 (4850-6480)
УБТ-219	3-171	219	112	26460-35180 (2700-3590)	34300-45570 (3500-4650)	31260-41650 (3190-4250)	40570-53990 (4140-5510)
УБТ-245	3-201	245	135	39690-53010 (4050-5410)	51550-68890 (5260-7090)	46950-62720 (4790-6400)	61060-81630 (6230-8330)
Тип УБТ	Тип резьбы	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Момент сращивания, Н·м (кгс·м), при коэффициентах трения			
				$\mu' = 0,10$		$\mu' = 0,13$	
				$G_T = 640 \text{ МПа (65 кгс/мм}^2\text{)}$		$G_T = 740 \text{ МПа (75 кгс/мм}^2\text{)}$	
УБТС. 2-108	3-86	108	46	5780-9010 (590-920)	7350-11480 (750-1170)	6670-10380 (680-1060)	8530-13230 (870-1350)
УБТС. 2-120	3-101	120	64	6760-10680 (690-1090)	8630-13720 (880-1400)	7750-12340 (790-1260)	10000-15870 (1020-1620)
УБТС. 2-138	3-108	138	64	10000-17240 (1020-1760)	12840-22140 (1310-2260)	11570-21360 (1180-2180)	14800-27440 (1510-2800)
УБТС. 2-146	3-121	146	68	13040-24010 (1330-2450)	16860-31060 (1720-3170)	15090-27730 (1540-2830)	19510-35770 (1990-3650)
УБТС. 2-178	3-147	178	80	24800-49390 (2530-5040)	32150-63700 (3280-6500)	28820-56930 (2940-5810)	37150-73500 (3790-7500)
УБТС. 2-203	3-161	203	80	35480-71540 (3620-7300)	45670-92610 (4680-9450)	40970-82610 (4180-8430)	52920-106820 (5400-10900)
УБТС. 2-229	3-171	229	90	40670-82320 (4150-8400)	52730-106620 (5380-10880)	46860-94960 (4780-9690)	60760-123080 (6200-12560)
УБТС. 2-254	3-201	254	100	67130-136800 (6850-13960)	87220-177670 (8900-18130)	77520-157780 (7910-16100)	100550-205010 (10260-20920)
УБТС. 2-273	3-201	273	100	68500-139550 (6990-14240)	88990-181300 (9080-18500)	78990-161010 (8060-16430)	102710-209130 (10480-21340)
УБТС. 2-299	3-201	299	100	70370-143270 (7180-14620)	91440-186200 (9330-19000)	81150-165320 (8280-16870)	105450-214810 (10760-21920)

* Выпуск не освоен.

ВЫЧИСЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВНЕШНЕГО ТРЕНИЯ

Коэффициент внешнего трения буральной колонны μ при ее движении относительно породы может быть приближенно вычислен по следующей эмпирической формуле

$$\mu = \frac{1 + 0,0112V}{1 + 0,06V} \mu_0 ,$$

где μ_0 - коэффициент трения покоя;

V - скорость скольжения БК по породе, м/с.

Значения коэффициента трения μ_0 в зависимости от состояния поверхности и среды приведены в таблице (РД 39-2-810-83) (см. справку на с. 33).

Значения коэффициента трения

Порода	Поверхность горной породы		
	сухая	смочена	покрыта глинистым раствором с $\rho_{\text{ж}} = 1,18-1,2 \text{ г/см}^3$ ($T = 25-28 \text{ }^\circ\text{C}$)
Глина жирная	0,14-0,18	0,08-0,12	0,06-0,09
Глина песчаная	0,25-0,28	0,20-0,26	0,18-0,22
Глинистый сланец	0,20-0,25	0,15-0,20	0,11-0,13
Мергель	0,20-0,27	0,15-0,25	0,20-0,24
Известняк	0,35-0,40	0,33-0,38	0,31-0,36
Доломит	0,38-0,42	0,36-0,40	0,34-0,38
Ангидрат	-	0,39-0,45	0,37-0,40
Песчаник слабо цементованный, зерна остроугольные	0,32-0,42	0,27-0,40	0,26-0,36
Песчаник слабо цементованный, зерна ослатами	0,22-0,34	0,20-0,30	0,17-0,26
Песчаник крепкий	0,43-0,48	0,43-0,45	0,40-0,43
Кварцит	0,46-0,48	0,46-0,50	0,42-0,44
Гранит	0,47-0,55	0,46-0,53	0,45-0,50
Каменный уголь	0,38-0,42	0,33-0,36	0,30-0,33

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие положения	3
2. Исходные данные	4
3. Расчетные схемы, формулы, соотношения	5
Схематизация буровой колонны	5
Осевое нагружение колонны	6
Кручение	11
Изгиб	14
Частные случаи предельных нагрузок на БК	17
Делуемые длины секций КБТ	19
Рекомендуемые соотношения диаметров	22
4. Условия прочности и запас прочности	24
5. Расчет замковых соединений	29
6. Расчет компоновки УБТ	33
7. Расчет колонн буровых труб	42
Проектирование КБТ для группы смежных технологических операций	42
Проверочный расчет буровой колонны	47
8. Примеры расчета	52
Приложения:	
1. Геометрические и массовые (весовые) характеристики стальных буровых труб отечественного производства	85
2. Геометрические и массовые (весовые) характеристики буровых труб из алюминиевых сплавов (ГОСТ 23786-79)	88
3. Геометрические и массовые (весовые) характеристики импортных (по стандартам АНИ) буровых труб	89
4. Предельные растягивающие нагрузки и крутящие моменты для стальных буровых труб отечественного производства при равномерном поверхностном износе по классам	93
5. Предельные растягивающие нагрузки и крутящие моменты для алюминиевых буровых труб при равномерном поверхностном износе по классам	100
6. Предельные растягивающие нагрузки и крутящие моменты для импортных (по стандартам АНИ) буровых труб при равномерном поверхностном износе по классам	101
7. Предельные наружное и внутреннее давления для стальных буровых труб отечественного производства	104

8. Пределы наружное и внутреннее давления для алюминиевых буровых труб	105
9. Пределы наружное и внутреннее давления для импортных (по стандартам АНИ) буровых труб	106
10. Пределы осевые нагрузки в клиновом захвате на стальные буровые трубы отечественного производства	107
11. Пределы осевые нагрузки в клиновом захвате на алюминиевые буровые трубы	108
12. Пределы осевые нагрузки в клиновом захвате на импортные (по стандартам АНИ) буровые трубы	109
13. Механические свойства материалов буровых труб отечественного производства	110
14. Механические свойства материалов импортных (по стандартам АНИ) буровых труб	111
15. Пределы выносливости (нагиб с вращением) буровых труб	112
16. Рекомендуемые моменты свинчивания и допустимые осевые растягивающие нагрузки на буровые замки отечественного производства при равномерном поверхностном износе по классам	113
17. Рекомендуемые моменты свинчивания импортных буровых замков при равномерном поверхностном износе по классам	118
18. Геометрические и прочностные характеристики буровых замков отечественного производства	121
19. Рекомендуемые моменты свинчивания утяжеленных буровых труб	126
20. Вычисление коэффициента внешнего трения	127

**ИНСТРУКЦИЯ
ПО РАСЧЕТУ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН
РД 39-0147014-502-85**

Редактор С.Ф.Нахимова

Подп. к печ. 12.08.86. Формат 60x84 1/16. Бумага ИТ. Усл. печ. л.
7,44. Уч.-изд. л. 8,0. Тираж 3000 экз. Заказ № 1111 Цена 80 коп.

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

Областная типография им.Магги, Куйбышев, ул.Ваяцка, 50.