ВНИИТнефть

РД 39-0147014-502-85

Инструкция по расчету бурильных колонн

КУЙБЫШЕВ • 1986

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

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

ИНСТРУКЦИЯ
ПО РАСЧЕТУ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

РД 39-0I470I4-502-85

Куйбышев I986

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.Ропяной, 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.Григорашенко I9.I2.85

с начальником Управления по развитию техники, технологии и организации бурения А.В.Перовым I9.I2.85

с заместителем директора Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники В.И.Липатовым I9.I2.85

Утвержден первым заместителем министра нефтяной промышленности В.Ю.Филановским 20.I2.85.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб, I986.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО РАСЧЕТУ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН
РД 39-0I470I4-502-85

Взамен РД 39-2-4II-80

Срок введения установлен с 0I.04.I986 г.
Срок действия до 0I.04.I989 г.

Инструкция по расчету бурильных колонн содержит расчетные схемы, методы определения основных расчетных нагрузок и напряжений, условия и нормы прочности для бурильных колонн 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 стальными, в том числе импортными, и алюминиевыми бурильными трубами.

Дана ориентированная на применение ЭВМ методика проектировочного расчета оптимальных конструкций бурильных колонн для проводки скважины, основными свойствами которых являются 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 колонны. Даны примеры расчета. Приводится справочный материал по геометрическим, массовым (весовым) и прочностным характеристикам всех видов бурильных труб.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

I.2. Инструкция обеспечивает проведение расчетов в следующей области исходных данных:

Скважины – нефтяные, газовые, геологоразведочные.

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

водится стационарными и плавучими буровыми установками).

Профиль скважины - вертикальный, наклонно направленный.

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

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

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

I.3. В инструкции не рассматриваются особенности расчета, обусловленные возможным контактом бурильных труб с высокоагрессивной, в том числе сероводородсодержащей, средой, а также особенности, связанные с воздействием на трубы высоких температур (свыше $100^{\circ}C$ для алюминиевых и $200^{\circ}C$ для стальных труб).

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

2.I. 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 бурильных труб;
- способ бурения;
- диаметр долота;
- нагрузка на долото;
- тип, размеры и масса (вес) забойного двигателя;
- частота вращения бурильной 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 бурильных 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 $M_к$ и изгибающий $M_и$ (вследствие потери устойчивости

или кривизны скважины) моменты, внутреннее $p_в$ и наружное $p_н$ 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/мм^2), для момента отрыва долота от забоя (наибольшие значения) определяют из выражений

$$Q_p = K\left(\sum_{i=1}^{m} Q_{бi} + Q_{кн}\right) + \Delta p\, F_к \quad ; \qquad (1)$$

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

$$Q_{бi} = q_i \ell_i \left(1 - \gamma_{ж}/\gamma_i\right); \qquad (3)$$

$$Q_{кн} = \left(Q_{зд} + Q_д + Q_г\right)\left(1 - \gamma_{ж}/\gamma_д\right), \qquad (4)$$

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

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

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

$Q_{кн}$ - вес КНБК, Н (кгс);

Δp - перепад давления в забойном двигателе и долоте, МПа (кгс/мм^2);

$F_к$ - площадь поперечного сечения канала трубы m-й секции БТ, мм^2;

F - площадь поперечного сечения трубы m-й секции, мм^2;

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

ℓ_i - длина i-й секции БТ, м;

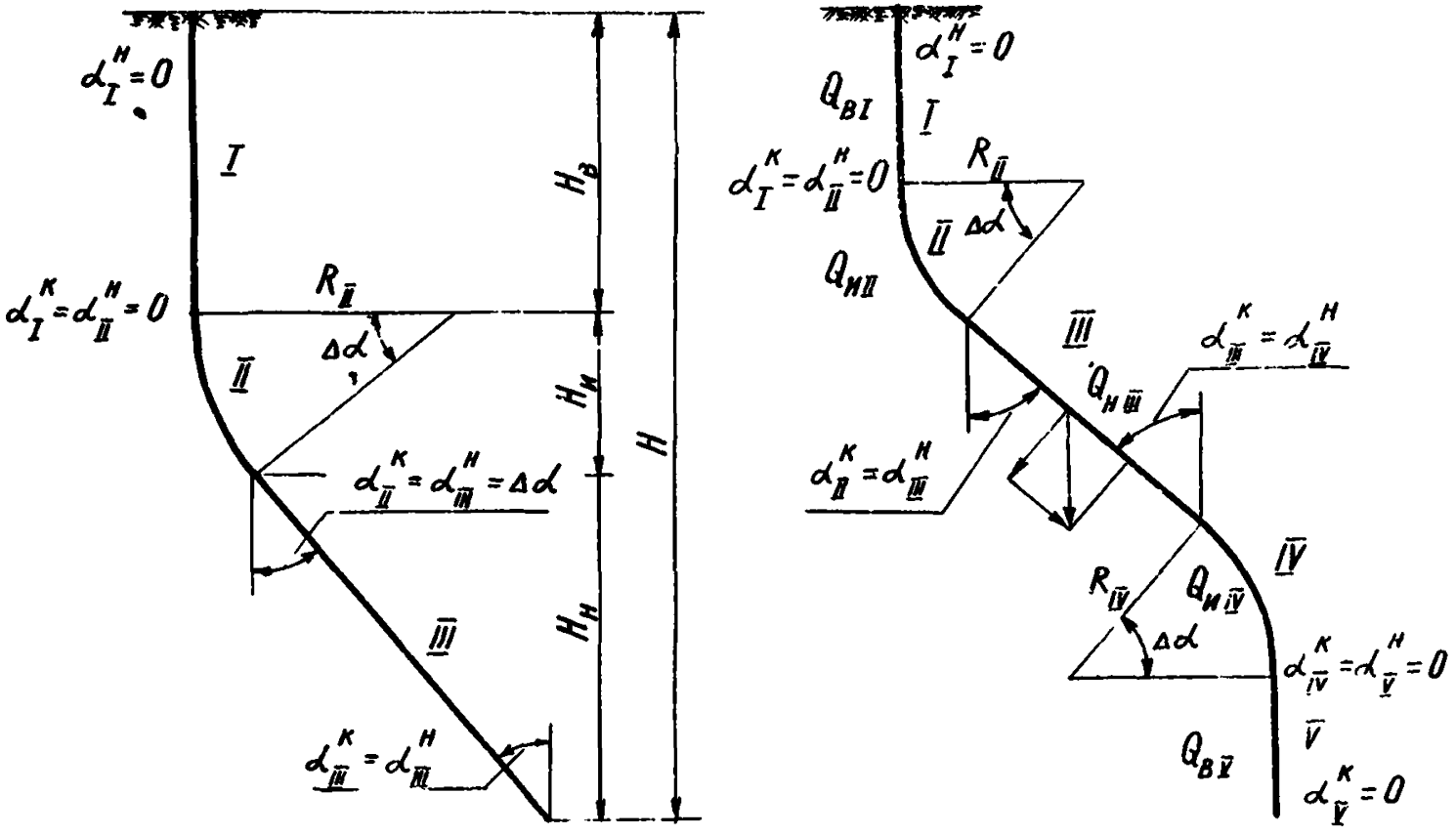

Рис. 1. Схемы наклонно направленных скважин:
I - V - участки профиля

$\gamma_{ж}$ – плотность (удельный вес) бурового раствора, г/см^3 (гс/см^3);

γ_i – приведенная плотность (приведенный удельный вес) трубы i –й секции, г/см^3 (гс/см^3);

$Q_{зэ}$ – вес забойного двигателя, Н (кгс);

$Q_о$ – вес компоновки УБТ, Н (кгс);

$Q_к$ – вес элементов КНБК (за исключением УБТ и забойного двигателя), Н (кгс);

$\gamma_о$ – плотность (удельный вес) УБТ, г/см^3 (гс/см^3).

3.7. В нижнем поперечном сечении следующей $(m+1)$–й секции напряжения растяжения, МПа (кгс/мм^2), будут равны

$$\sigma_{р(m+1)} = Q_{рm} / F_{(m+1)}, \qquad (5)$$

где $Q_{рm}$ – осевая растягивающая нагрузка, вычисляемая по формуле (I), Н (кгс);

$F_{(m+1)}$ – площадь поперечного сечения тела трубы $(m+1)$–й секции, мм^2.

3.8. В наклонно направленной скважине (рис. I) растягивающую нагрузку $Q_р$, Н (кгс), в поперечном сечении произвольной m –й (снизу от УБТ) секции колонны бурильных труб для момента отрыва инструмента от забоя определяют по формуле

$$Q_р = K(Q_в + Q_н + Q_и + Q'_{кн}) + \Delta p\, F_к, \qquad (6)$$

где $Q_в$ – вес вертикальных участков, Н (кгс);

$Q_н$ – усилие, обусловленное весом и силами трения колонны на прямолинейных наклонных участках скважины, Н (кгс);

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

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

Примечание. Усилия $Q_в$, $Q_н$, $Q_и$, $Q'_{кн}$ определяют для участков, расположенных ниже рассчитываемого.

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

Входящие в выражение (6) слагаемые вычисляют следующим образом:

$$Q_в = \sum_{i=1}^{A_в} Q_{бi}, \qquad (7)$$

где $k_в$ - число вертикальных участков.

$$Q_н = \sum_{i=1}^{k_н} Q_{бi} (\mu_i \sin\alpha_i + \cos\alpha_i), \qquad (8)$$

где $k_н$ - число наклонных прямолинейных участков;

μ_i - коэффициент трения БК о стенки скважины.

$\mu \cong$ 0,I5 ÷ 0,45, рекомендации по выбору конкретного значения μ приведены в приложении 20;

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

$$Q_н = \sum_{i=1}^{k_н} \mu_i (1-\gamma_{ж}/\gamma_i) \Big| \pm 2q_i R_i (\cos\alpha_i^к - \cos\alpha_i^н) -$$

$$- q_i R_i \Delta\alpha_i \sin\alpha_i^к \pm (Q_i \Delta\alpha_i)/(1-\gamma_{ж}/\gamma_i) \Big| +$$

$$+ \sum_{i=1}^{k_н} (1-\gamma_{ж}/\gamma_i) \Big| q_i R_i (\sin\alpha_i^к - \sin\alpha_i^н) \Big|, \qquad (9)$$

где $k_н$ - число искривленных участков;

R_i - радиус кривизны i -го участка, м;

$\Delta\alpha_i = 0{,}017453 |\alpha_i^к - \alpha_i^н|$;

$\alpha_i^н$; $\alpha_i^к$ - 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 $Q_в$, $Q_н$, $Q_и$, $Q'_{кн}$, 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 $Q'_{кн}$ зависит от характера нижнего участка скважины или участка, на котором находится КНБК в каком-либо расчетном случае, соответствующем подъему БК. На прямолинейном наклонном участке

$$Q'_{кн} = Q_{кн} (\mu \sin\alpha + \cos\alpha); \qquad (I0)$$

на вертикальном участке

$$Q'_{кн} = Q_{кн}; \qquad (II)$$

на искривленном участке приближенно

$$Q'_{кн} = (1-\gamma_{ж}/\gamma_0) \{\mu \Big| \pm 2q'_0 R (\cos\alpha^к - \cos\alpha^н) -$$

$$- q'_0 R \Delta\alpha \sin\alpha^к \Big| + \Big| q'_0 R (\sin\alpha^к - \sin\alpha^н) \Big| \}; \qquad (I2)$$

$$\Delta\alpha = 0{,}017453\,|\alpha^{к} - \alpha^{н}|,$$

где μ, α, R – параметры участка расположения КНБК;

$\alpha^{н}, \alpha^{к}$ – начальный и конечный углы наклона искривленного участка или его части, занимаемой КНБК, град;

q_0' – приведенный вес 1 м КНБК, Н/м (кгс/м). Находится делением суммарного веса всех элементов КНБК, включая УБТ, на общую длину КНБК.

3.9. Если на рассматриваемых участках колонна состоит из нескольких секций, то $Q_в$, $Q_н$, $Q_и$ 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 бурильных 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 БТ только для их положений на верхних границах искривленных участков и на устье скважины.

3.11. Если при расчете сумма усилий $Q_в, Q_н, Q_и, Q_{кн}$ 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 КНБК и нейтральное сечение колонны находится над УБТ, растягивающую нагрузку на БК определяют из выражений (1), (6) при $K = 1{,}0$; $Q_{кн} = 0$; $\Delta P = 0$, то есть:

а) в вертикальной скважине

$$Q_p = \sum_{i=1}^{m} Q_{бi} = \sum_{i=1}^{m} q_i l_i (1 - \gamma_ж / \gamma_i); \qquad (13)$$

б) в наклонно направленной скважине

$$Q_p = Q_в + Q_н + Q_и. \qquad (14)$$

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

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

$$Q_c = \sum_{i=1}^{m} Q_{oi} = \sum_{i=1}^{m} q_{oi} \ell_{oi} (1 - \gamma_ж / \gamma_{oi}) \cos\alpha. \qquad (15)$$

На искривленном участке

$$Q_c = R \sum_{i=1}^{m} | q_{oi} (\sin\alpha_i^н - \sin\alpha_i^к) | (1 - \gamma_ж / \gamma_{oi}), \qquad (16)$$

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

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

$\alpha_i^н$, $\alpha_i^к$ - углы наклона профиля в начале и конце зоны расположения i -й ступени УБТ.

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

3.14. При спуске на бурильных 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 $Q_{кн}$ в формулы подставляют значение веса спускаемой части ОК.

Кручение

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

$$M_к = \psi_м N / n; \qquad (17)$$

$$N = N_в + N_э; \qquad (18)$$

$$N_в = \sum_{i=1}^{m} N_{вi}; \qquad (19)$$

$$N_{Bi} = 13{,}5 \cdot 10^{-4} \ell_i D_i^2 n^{1{,}5} D_{ci}^{0{,}5} \gamma_{ж} , \qquad (20)$$

$$N_э = \psi_N C \cdot 10^{-4} n D_э^{0{,}4} Q_э^{1{,}3} , \qquad (21)$$

где ψ_M – коэффициент, равный 9545 при вычислении $M_к$ в Н·м и 974 – в кгс·м;

N – общая мощность, затрачиваемая на вращение бурильной колонны и работу долота, кВт;

n – частота вращения колонны, об/мин;

$N_в$ – мощность, затрачиваемая на вращение колонны, кВт;

$N_э$ – мощность, затрачиваемая на работу долота, кВт;

m – число участков с постоянными значениями наружного диаметра трубы и диаметра скважины;

N_{Bi} – мощность, затрачиваемая на вращение i -го участка бурильной колонны (i = I,m), кВт;

ℓ_i – длина i -го участка скважины, м;

D_i – наружный диаметр трубы на i -м участке скважины, м;

D_{ci} – номинальный диаметр скважины на i -м участке, м;

ψ_N – коэффициент, равный $5{,}14 \cdot 10^{-2}$ ($Q_э$ в кН), I,0 ($Q_э$ в тс)

C – коэффициент крепости пород (7,8 – мягкие; 6,9 – средние; 5,5 – твердые породы);

$D_э$ – наружный диаметр долота, мм;

$Q_э$ – осевая нагрузка на долото, кН (тс).

3.I6. В произвольном сечении X на k -м ($I \leqslant k \leqslant m$) участке скважины мощность $N(x)$, необходимую для вращения нижерасположенной части БК и работы долота, рассчитывают по формуле

$$N(x) = \sum_{i=1}^{k-1} N_{Bi} + \frac{X - X_{(k-1)}}{X_k - X_{(k-1)}} N_{Bk} + N_э , \qquad (22)$$

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

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

3.I7. Ориентировочный расчет мощности, затрачиваемой на вращение БК в наклонно направленных скважинах, можно производить по формулам (I9), (20) с дополнительным поправочным коэффициентом в формуле (20) ξ, зависящим от искривления скважины (рис. 2).

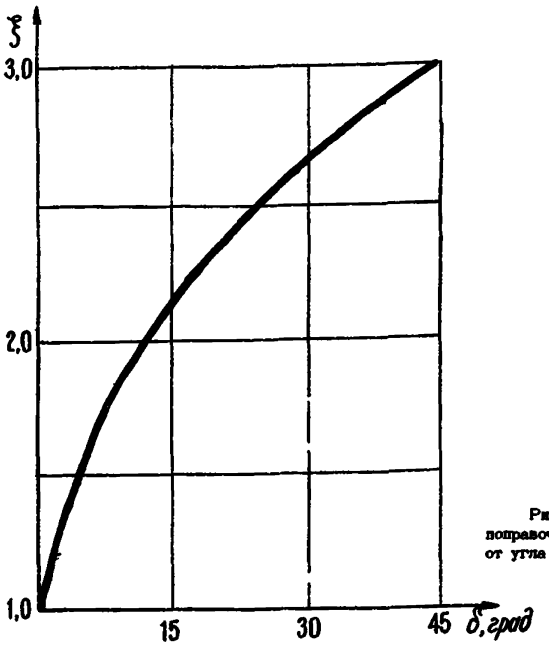

Рис. 2. Зависимость поправочного коэффициента от угла профиля скважины

3.I8. При проектировочных расчетах приближенное значение $M_к$, Н·м (кгс·м), в верхних сечениях секций или их частей может быть получено по формуле

$$M_к = \sqrt{K_\tau^2 - 1}\ \frac{Q_p}{Q_{pmax}}\ M_{kmax}\ , \qquad (23)$$

или

$$M_к = 0{,}577\ \sqrt{K_\tau^2 - 1}\ \sigma_p W_к\ , \qquad (24)$$

где K_τ – коэффициент, учитывающий влияние касательных напряжений на уровень напряженного состояния труоы. можно принимать для вертикальных скважин $K_\tau \cong$ I,04, для наклонно направленных скважин $K_\tau \cong$ I,IO;

Q_p – растягивающая нагрузка в рассматриваемом сечении БК, рассчитываемая по формулам (I), (6);

Q_{pmax}; M_{kmax} – максимальные допускаемые значения осевой растягивающей нагрузки и крутящего момента по телу;

σ_p – напряжения растяжения в теле трубы, определяемые по формуле (2), МПа (кгс/мм^2);

W_K – полярный момент сопротивления сечения по телу трубы, см^3.

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

где n – коэффициент запаса прочности (п. 4.2).

3.I9. Касательные напряжения, МПа (кгс/мм^2), в рассчитываемом сечении колонны

$$\tau = M_K / W_K \qquad (25)$$

И з г и б

3.20. Изгибающий момент в бурильной колонне $M_И$, Н·м (кгс·м), и напряжения изгиба $\sigma_И$, МПа (кгс/мм^2), определяют по формулам

$$M_И = EJ / 100R; \qquad (26)$$

$$\sigma_И = M_И / W_И, \qquad (27)$$

где E – модуль упругости материала трубы, МПа (кгс/мм^2);

J – осевой момент инерции сечения тела трубы, см^4;

R – радиус кривизны БК, м;

$W_И$ – осевой момент сопротивления рассматриваемого сечения бурильной трубы, см^3.

3.2I. На искривленном участке скважины можно считать, что кривизна БК определяется кривизной скважины. В этом случае

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

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

$$R = \frac{1000 d^2}{\pi^2 f}, \qquad (29)$$

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

f - стрела прогиба БК, мм.

В произвольном сечении колонны

$$\mathcal{L} = \mathcal{L}_0 \sqrt{\sqrt{1+(Q/q\ell_\omega)^2} \pm (Q/q\ell_\omega)} \quad ; \qquad (30)$$

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

$$\ell_\omega = 0{,}2\,\omega\sqrt{\frac{EJ}{qq}} \quad , \qquad (32)$$

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

Q - осевое усилие в рассматриваемом сечении БК, Н (кгс). $Q = Q_{pm}$ в растянутой части бурильной колонны определяют из выражения (I3), в формуле (30) ставят знак плюс. $Q = Q_{cm}$ в сжатой части определяют из выражения (I5), в формуле (30) ставят знак минус;

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

g - ускорение свободного падения (g = 9,8 м/с^2).

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

$$\ell_\omega^{(cm)} = 0{,}970\, n\sqrt{J/q} \quad ; \qquad (33)$$

$$\ell_\omega^{(ac)} = 0{,}568\, n\sqrt{J/q} \quad ; \qquad (34)$$

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

$$f = (D_c' - D_з)/2 \quad , \qquad (36)$$

где D_c' - диаметр скважины, мм. В открытом стволе принимается $D_c' = K_к D_д$, где $K_к$ - коэффициент кавернозности, назначаемый по результатам замеров или (для новых месторождений) по прогнозным данным;

$D_з$ - наружный диаметр бурильного замка, мм.

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

потери БК прямолинейной формы устойчивости

$$\sigma_m = \sigma_и \;;\quad \sigma_a = \sigma_m e/f \;, \tag{37}$$

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 вычисляют для опасного сечения трубы (основной плоскости резьбы на высаженном конце трубы, сварного шва, стабилизирующего пояска или тела трубы). Следует помнить, что осевой момент инерции J во всех случаях вычисляют для тела трубы, а осевой момент сопротивления $W_и$ - 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 $\sigma_a = \sigma_и$ для опасного сечения трубы рассчитывают по формулам (26), (27), R находят из выражения (28).

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

$$\sigma_и = \sigma_m + \sigma_a = \frac{3M_и}{2W_и} \;, \tag{38}$$

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

3.26. 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 чисто вертикального [формулы (26), (27),(29)-(37),(64)] и существенно искривленного [формулы (26)-(28),(64) при $\sigma_m = 0; \sigma_a = \sigma_и$] 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 I50 м) и при $\ell_a\sqrt{P/EJ}>4$ изгибающий момент, Н·м (кгс·м),

у устья

$$M_и = 0{,}1\,K_3\sqrt{PEJ}\left(\frac{\Delta}{\ell_a}+\theta+\frac{p\ell_a}{2P}\right); \qquad (39)$$

у дна

$$M_и = 0{,}1\sqrt{PEJ}\left(\frac{\Delta}{\ell_a}+\frac{K_3\theta}{10\ell_a}\sqrt{\frac{EJ}{P}}+\frac{p\ell_a}{2P}\right), \qquad (40)$$

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

p - 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

$$Q_{тк}^{c} = Q_{тк}^{1}\,C = \frac{\sigma_т F_c}{1+\frac{d_{ср}}{4\ell_к}\,ctg(\alpha+\varphi)}, \qquad (4I)$$

где $G'_{тк}$ – предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате при коэффициенте охвата, равном единице, Н (кгс);

$\sigma_т$ – предел текучести материала трубы, МПа (кгс/мм^2);

F – площадь поперечного сечения тела трубы, мм^2;

C – коэффициент охвата.

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

β – угол охвата трубы плашками одного клина, град;

k – количество клиньев;

$D_{ср}$ – средний диаметр трубы, мм;

$l_к$ – рабочая длина клина, мм;

α – угол наклона клина, град;

φ – угол трения на поверхности сопряжения клина с корпусом клинового захвата, град.

Для четырехклиновых захватов ПКР-У7, ПКР-ШВ C = 0,7, для ПКР-560 C = 0,9. В приложениях I0–I2 приводятся значения предельных осевых нагрузок $G'_{тк}$, вычисленные по формуле (4I) при C = I,0, $\alpha = 9°27'15''$ (уклон I : 6) и $ctg(\alpha+\varphi)$ = 2,5.

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

$$p_{кр} = 1{,}1\,K_{min}\left(A_\sigma - \sqrt{A_\sigma^2 - 4EK_0^2\rho\sigma_т}\right), \qquad (42)$$

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

$$A_\sigma = \sigma_т + EK_0^2\rho\left(1 + 3e/2\rho^3 K_{min}\right),$$

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 $p_{кр}$ при овальности e = 0,0I приведены в приложениях 7 – 9. Действующее на трубу в рассматриваемом сечении избыточное наружное давление, МПа (кгс/мм^2), определяют из выражения

$$p_н = 0{,}001\psi_p\left(\gamma_1 h_1 - \gamma_2 h_2\right),$$

где ψ_p - коэффициент, равный 9,8, если расчет производится в единицах СИ, и I,0 - в единицах технической системы;

γ_1, γ_2 - плотность (удельный вес) бурового раствора за бурильной колонной и внутри колонны, г/см^3 (гс/см^3);

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, определяют по формуле

$$p_т = 0{,}875\, \sigma_т \frac{2\delta}{D}, \qquad (43)$$

где δ - номинальная толщина стенки трубы.

Значения $p_т$ приведены в приложениях 7 - 9.

Допускаемые длины секций КБТ

3.3I. Допускаемую из условий статической прочности по телу трубы длину m-й секции бурильной колонны ℓ_m, м, в вертикальной скважине определяют из выражений

$$\ell_m = \frac{Q_{pmax}/K_\tau - K\left(\sum_{i=1}^{m-1} Q_{бi} + Q_{кн}\right) - \Delta p\, F_к}{K q_m (1 - \gamma_{ж}/\gamma_m)}; \qquad (44)$$

$$Q_{pmax} = \sigma_т F / n, \qquad (45)$$

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_τ = I,0, для роторного способа бурения можно принимать K_τ = I,04;

$F_к, F$ - площади поперечного сечения канала и тела трубы m-й секции, м^2;

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 (I7) - (22) при N_ϑ = 0] рассчитывают значения осевой растягивающей нагрузки $Q_н$, крутящего момента $M_к$

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 $\Delta\ell$) 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 m-й секции колонны бурильных труб в клиновом захвате (с учетом скомпонованной ниже части бурильной колонны) определяют по формуле

$$\ell_{km} = \frac{Q^c_{тк} / n - \sum_{i=1}^{m-1} Q_{бi} - Q_{кн}}{q_m (1 - \gamma_{ж} / \gamma_m)}, \qquad (46)$$

где $Q^c_{тк}$ – 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 допускаемую 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 допускаемую нагрузку на трубу, и при невозможности применения элеваторов.

3.37. Допускаемую длину секции БТ 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_τ = I,0, для роторного способа бурения можно принимать K_τ = I,IO.

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)-(I2), (I4), (23)-(38) вычисляют растягивающие нагрузки, крутящие и изгибающие моменты и соответствующие напряжения.

Соответствие секции условиям статической прочности проверяют согласно пп. 4.I, 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 проходимых ими участках. При этом расчет верхних сечений секций производят для конца, середины и начала каждого участка (см. примечание к п. 3.IO).

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

которым будет обеспечено выполнение условий статической прочности и сопротивления усталости.

3.38. Для всех способов бурения рекомендуется устанавливать над УБТ секцию 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 (ТБВК, ТБНК, ТБЛК, ТБЛВ, импортные бурильные 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 бурильных 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 БК. Рекомендуется принимать $l_{imin} \geq 250$-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 БК.

Рекомендуемые соотношения диаметров

3.41. Выбор наружного диаметра секции бурильной колонны обусловлен необходимостью обеспечить оптимальные гидравлические соотношения при бурении скважины и определяется конструкцией скважины, способом и условиями бурения. Рекомендуемые диаметры D стальных бурильных труб по ГОСТ 631-75 (с замками по ГОСТ 9286-75) и алюминиевых бурильных 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 чи 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	роторный
II4	-	60; (64)
I27	-	60; (64)
I40	-	73
I46	-	73
I68	-	89 (90)
I78	89; I02; (90; I03)	89; I02; (90; I03)
I94	I02; (I03); II4	I02; (I03); II4
2I9	II4; I27; (I29)	I02; (I03); II4
245	I27; I40; (I29; I47)	II4; I27; (I29)
273	I40; (I47)	I27; I40; (I29; I47)
299	I40; (I47)	I40; (I47)
324	I40; (I47)	I40; (I47)
340	I40; (I47)	I40; (I47)
377	I40; (I47)	I40; (I47)
406 и более	I68; (I70)	I68; (I70)

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

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

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

4. УСЛОВИЯ ПРОЧНОСТИ И ЗАПАСЫ ПРОЧНОСТИ

4.I. Условия статической прочности бурильной колонны (на основе 4-й теории):

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

- в напряжениях

$$\sigma_э = \sqrt{(\sigma_р + \sigma_и)^2 + 3\tau^2} \leq [\sigma]; \qquad (47)$$

$$[\sigma] = \sigma_т / n, \qquad (48)$$

где $\sigma_э$ - эквивалентное напряжение;

$[\sigma]$ - допускаемое напряжение;

n - нормативный коэффициент запаса прочности или запас прочности;

- в усилиях и моментах

$$\sqrt{\left(\frac{Q_р}{Q_{рmax}} + \frac{M_и}{M_{имax}}\right)^2 + \left(\frac{M_к}{M_{кmax}}\right)^2} \leq 1, \qquad (49)$$

где $Q_р$, $M_и$, $M_к$ - допускаемая комбинация действующих на БК значений растягивающей нагрузки, изгибающего и крутящего моментов;

$Q_{рmax}$ - максимальное допускаемое значение $Q_р$ при условии $M_и = M_к = 0$;

$M_{имax}$ - максимальное допускаемое значение $M_и$ при условии $Q_р = M_к = 0$;

$M_{кmax}$ - максимальное допускаемое значение $M_к$ при условии $Q_р = M_и = 0$;

$$Q_{рmax} = \sigma_т F / n; \qquad (50)$$

$$M_{имax} = \sigma_т W_и / n; \qquad (51)$$

$$M_{кmax} = 0{,}577 \sigma_т W_к / n. \qquad (52)$$

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

$$\sigma_э = 1{,}08\sigma_р + \sigma_и \leq [\sigma] \; ; \tag{53}$$

$$\sqrt{\left(1{,}1\frac{Q_р}{Q_{рmax}}\right)^2 + \left(2\frac{Q_р}{Q_{рmax}} + \frac{M_и}{M_{иmax}}\right)\frac{M_и}{M_{иmax}}} \leq 1. \tag{54}$$

Формулы (53), (54) соответствуют приближенным выражениям для расчета $M_к$ (23), (24) при $K_\tau = 1{,}1$;

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

$$\sigma_э = \sigma_р + \sigma_и \leq [\sigma] \; ; \tag{55}$$

$$Q_р / Q_{рmax} + M_и / M_{иmax} \leq 1; \tag{56}$$

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

$$\sigma_э = \sqrt{\sigma_р^2 + 3\tau^2} \leq [\sigma]; \tag{57}$$

$$\sqrt{(Q_р / Q_{рmax})^2 + (M_к / M_{кmax})^2} \leq 1. \tag{58}$$

Из (58)

$$Q_р \leq Q_{рmax}\sqrt{1 - (M_к / M_{кmax})^2}; \tag{59}$$

$$M_к \leq M_{кmax}\sqrt{1 - (Q_р / Q_{рmax})^2}. \tag{60}$$

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

$$\sigma_э = 1{,}04\,\sigma_р \leq [\sigma] \; ; \tag{61}$$

$$1{,}04\,Q_р / Q_{рmax} \leq 1 . \tag{62}$$

Эти формулы соответствуют приближенным выражениям для расчета M_K (23), (24) при $K_\varphi = 1{,}04$.

4.2. При статическом (квазистатическом) нагружении бурильной 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 бурильной колонны при спуске частей обсадных колонн принимается равным запасу прочности БК при бурении забойными двигателями.

Запасы статической прочности колонны для операций расширка, 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 бурильной 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

$$n = \frac{n_\sigma \, n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}}, \qquad (63)$$

где n - фактический запас прочности по усталости;

n_σ - запас прочности в предположении, что касательные напряжения отсутствуют;

n_τ - запас прочности по касательным напряжениям, вычисляемый в предположении, что нормальные напряжения равны нулю.

$$n_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a} \frac{1-(\sigma_p/\sigma_в)}{1+(\sigma_{-1}/\sigma_в)(\sigma_m/\sigma_a)}, \qquad (64)$$

где σ_{-1} - предел выносливости трубы при симметричном цикле изгиба с вращением по данным натурных испытаний (приложение I5);

σ_a - амплитуда переменных напряжений изгиба;

σ_p - напряжение растяжения;

$\sigma_в$ - 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 $\sigma_m \approx 0$; $\sigma_a = \sigma_и$

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

$$n_\tau = \frac{\sigma_т}{\sigma_э} = 0{,}577 \frac{\sigma_т}{\tau} = 0{,}577 \frac{\sigma_т W_к}{M_к}. \qquad (65)$$

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

Нормативный коэффициент запаса прочности по усталости бурильной колонны при роторном способе бурения равен I,5.

В нейтральном над УБТ сечении БК, а также в нижнем сечении 2-й (после I-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 $n \cong n_\sigma$.

Запас прочности по усталости для операции отбор керна, выполняемой с вращением бурильной колонны, принимают как для операции бурение.

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

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

$$\sum_{i=1}^{m} Q_{Бi} + Q_{КН} \leq Q_{ТК}^{c} / n , \qquad (66)$$

где m – число нижерасположенных секций КБТ, включая рассчитываемую;

$Q_{Бi}$ – вес i-й секции КБТ;

$Q_{КН}$ – вес КНБК (или части обсадной колонны, спускаемой на бурильных трубах);

$Q_{ТК}^{c}$ – предельная (соответствующая пределу текучести) осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате;

n – нормативный коэффициент запаса прочности.

Значения $Q_{Бi}$, $Q_{КН}$, $Q_{ТК}^{c}$ рассчитывают по формулам (3), (4), (4I).

Нормативный запас прочности (по текучести) бурильных труб в клиновом захвате составляет: I,I0 [при $\sigma_T < 637$ МПа (65 кгс/мм^2)] и I,I5 (при $\sigma_T \geq 637$ МПа).

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

$$p_H \leq p_{КР} / n ; \quad p_B \leq p_T / n , \qquad (67)$$

где $p_{КР}$ – 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 I,I5.

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

4.7. Запасы прочности для импортных бурильных труб принимаются согласно пп. 4.2–4.6.

5. РАСЧЕТ ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

5.I. 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

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

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);

η - 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 наибольшую допускаемую нагрузку P_{max}, Н·м (кгс·м), определяют по формуле

$$M_{3T} = A Q_{3T} = A \left(\alpha_2 \frac{Q_{T1}}{n_1} + \alpha_1 \eta R \right); \qquad (69)$$

$$A = A_1 + A_2 ,$$

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 μ_p; μ_T (обычно принимается $\mu_p = \mu_T = \mu$), мм;

Q_{3T} - усилие затяжки, кН (тс);

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

Примечания:

I. Формула (69) дает усилия затяжки ЗС $Q_{3T} = (0{,}32 \div 0{,}43) Q_{T1}$, близкие к оптимальным по сопротивлению усталости (как правило, несколько превышающие их).

2. Значения наибольших допускаемых нагрузок и обеспечивающих

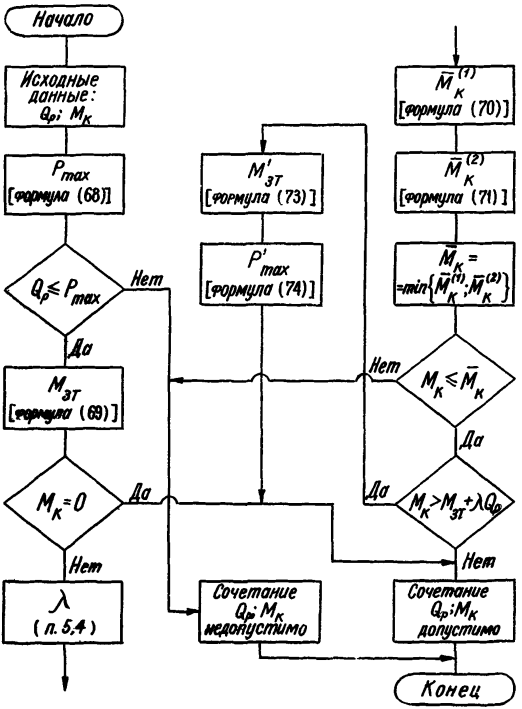

Рис. 3. Схема алгоритма расчета замкового соединения

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 ЗС приведены в приложении I7.

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

Коэффициент трения для импортных ЗС принят равным $\mu = 0{,}08$, что соответствует смазке, содержащей 40-60% (по массе) цинкового порошка. Замковые соединения отечественного производства имеют пределы текучести материала ниппеля и муфты $\sigma_{T1} = \sigma_{T2} \geqslant 735$ МПа (75 кгс/мм^2), импортные - $\sigma_{T1} = \sigma_{T2} \geqslant 827$ МПа (84,4 кгс/мм^2).

Рекомендуемые согласно приложениям I6, I7 моменты свинчивания замковых соединений допускается увеличивать на I0%.

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

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

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

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

где Q_{T2} - предельное (соответствующее пределу текучести) значение усилия сжатия торцовой (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), (7I) 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 $Q_p \geq Q_*$ - по формуле (70).

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

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

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 ЗС значения параметров $Q_{T1}, Q_{T2}, R, \alpha_1, \alpha_2, A_1, A_2, A, \lambda$ приведены в приложении 18.

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

$$M_K > M_{3T} + \lambda Q_p, \tag{72}$$

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

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

5.6. Допускаемая для ЗС 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

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

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

$$P''_{max} = \frac{M''_{3T} - A\gamma R}{A \alpha_2}, \tag{75}$$

при этом $P''_{max} < P_{max}$. При довинчивании ЗС 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

$$M_K \leq M_{3T} + \lambda Q_p, \tag{76}$$

то влияние $M_к$ на прочность и несущую способность ЗС можно не учитывать. Соединение рассчитывают только на осевую нагрузку, при этом $Q_p \leq P_{max}$ [при отклонениях $M_з$ от условия (69) (пп. 5.6, 5.7) $Q_p \leq P'_{max}$ или $Q_p \leq P''_{max}$].

5.9. 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 последующи нагружениях ЗС (до очередного развинчивания) должны выполняться условия

$$Q_p \leq P'_{max} \text{ (или } Q_p \leq P''_{max}\text{)}; \quad M_к \leq \bar{M}_к$$

5.10. При невыполнении условий по пп. 5.8, 5.9, то есть при $Q_p > P_{max}$ (или $Q_p > P'_{max}$; $Q_p > P''_{max}$); $M_к > \bar{M}_к$, следует:

- докрепить ЗС моментом $M_{з7}$, определяемым по формуле (69), если момент затяжки - начальный или итоговый - меньше $M_{з7}$;
- 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 друг го типоразмера 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/ Минефтепром. - М.. Б.и., 1975. - 48 с. - В надзаг. ... ВНИИ буровой техники.

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

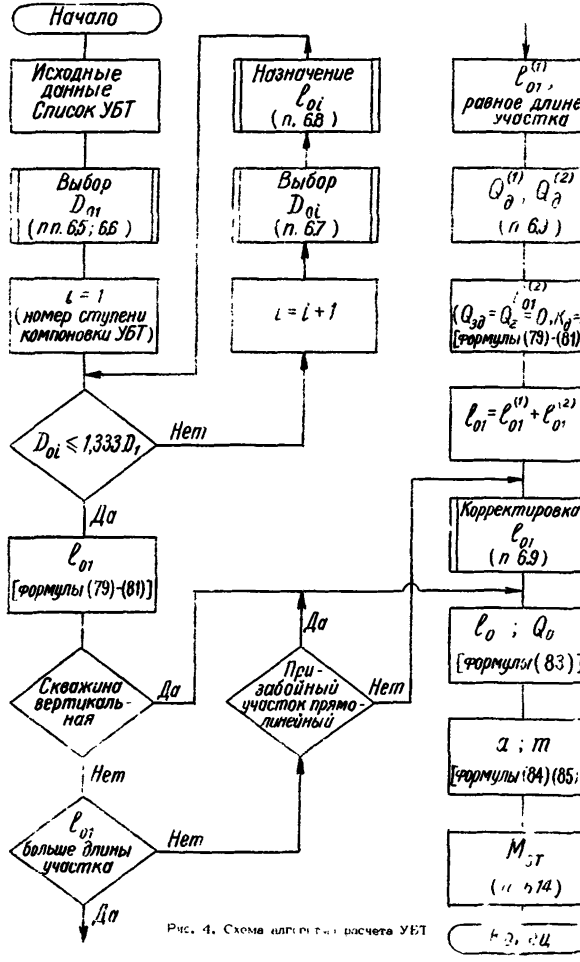

Рис. 4. Схема алгоритма расчета УБТ

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 требованиям 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 $D_д$ (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 $D_д \leqslant 295{,}3$ мм выбираются УБТ с диаметрами, ближайшими значениям $0{,}85\ D_д$ для нормальных и $0{,}75\ D_д$ для осложненных условий бурения;
- для долот диаметром $D_д > 295{,}3$ мм выбираются УБТ с диаметрами, ближайшими соответственно значениям $0{,}75\ D_д$ и $0{,}65\ D_д$.

При бурении скважин в осложненных условиях долотами диаметром больше 269,9 мм допускается применение УБТ ближайшего меньшего по отношению к указанным 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 (ОК), под которую ведется бурение, то есть

$$(EJ)_{01} \geqslant (EJ)_{ОК} \qquad (77)$$

или при $E_{01} = E_{ОК}$

Таблица 3

Соотношения диаметров долот и УБТ, мм

Долота	УБТ	
	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.

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

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

$$D_{01} \leq 1{,}333\, D_1;$$

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

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, м, для вертикального и наклонного участков вычисляют по формуле

$$\ell_{01} = \frac{1}{q_{01}\cos\alpha}\left[\frac{K_\partial Q_\partial}{1-\gamma_{ж}/\gamma_0} - (Q_{3\partial} + Q_\Sigma + \sum_{i=2}^{n} q_{0i}\ell_{0i})\cos\alpha\right], \qquad (79)$$

где $q_{0i}\ (i=\overline{1,n})$ - 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_∂ - коэффициент нагрузки на долото. K_∂ = I,I75;

Q_∂ - необходимая нагрузка на долото, Н (кгс);

γ_0 - плотность (удельный вес) УБТ, г/см^3 (гс/см^3);

$Q_{3\partial}$ - вес забойного двигателя, Н (кгс);

Q_Σ - суммарный вес всех элементов КНБК за исключением забойного двигателя и УБТ, Н (кгс);

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

Для искривленного участка в первом приближении

$$\ell_{01} = 0{,}01745 R \left| \alpha''_{01} - \alpha^{к}_{01} \right| ; \qquad (80)$$

$$\alpha''_{01} = arc\sin \left\{ \sin \alpha^{к}_{01} \pm \frac{K_э Q_в / (1 - \gamma_{ж}/\gamma_0) - (G_{зэ} + Q_z)\cos \alpha_{ср}}{q_{01} R} \right\}, \qquad (81)$$

где α''_{01}; $\alpha^{к}_{01}$ - углы наклона профиля скважины в начальной и конечной точках расположения основной ступени УБТ;

$\alpha_{ср}$ - 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 (ш. 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 УБТ.

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} должно быть больше или равно α'' при наборе и α''_{01} должно быть меньше или равно α'' при спаде угла профиля, где α'' - угол наклона профиля в начале искривленного участка.

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

$$Q^{(1)}_в = \left\{ q_{01} R \left| \sin \alpha^{к}_{01} - \sin \alpha''_{01} \right| + (G_{зэ} + Q_z)\cos \alpha_{ср} \right\} (1 - \gamma_{ж}/\gamma_0),$$

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

$$Q^{(2)}_э = K_э Q_в - Q^{(1)}_э$$

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

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

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

$$Q_{\partial}^{(1)} = [q_{01}\ell_{01}^{(1)} + (Q_{3\partial} + Q_{\Sigma})](1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_0})\cos\alpha ,$$

а недостающая часть осевой нагрузки $Q_{\partial}^{(2)}$ создается за счет дополнительной длины $\ell_{01}^{(2)}$ на вышерасположенном участке.

Примечания:

1. При проектировании многоступенчатой компоновки УБТ для нормальных условий бурения рекомендуется выполнять условие $\ell_{01}/\ell_0 \geq 0{,}5$.

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

$$\ell_{01} = \left[\frac{K_{\partial} Q_{\partial}}{1 - \gamma_{ж}/\gamma_0} - (Q_{3\partial} + Q_{\Sigma} + \sum_{i=2}^{n} q_{0i}\ell_{0i})\right]\frac{1}{q_{01}} . \qquad (82)$$

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 $\ell_{01}^{(2)}$ основной ступени УБТ является условным, так как величина $\ell_{01}^{(2)}$ может быть сопоставимой с $\ell_{01}^{(1)}$ или даже существенно превышающей последнюю.

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

$$Q_0 = \sum_{i=1}^{n} q_{0i}\ell_{0i} ; \qquad \ell_0 = \sum_{i=1}^{n} \ell_{0i} , \qquad (83)$$

где n – общее число ступеней УБТ.

6.12. Если нагрузка на долото $Q_{\partial} \geq 1{,}94\sqrt[3]{(EJ)_{01} q_{01}^2}$, 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 долот 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

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

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 полуволны 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 $m = \ell_{01}/a$ 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 – условию 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 – условию 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) 1 м УБТ, кг (кгс)	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 раскреплений соединений, при этом допускаемым для использования является весь диапазон M_{3T} 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.I. Методики проектировочного и проверочного расчетов бурильных колонн, излагаемые ниже, распространяются на колонны, составленные из новых (I класс) и частично изношенных (II, III классы) бурильных 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 (весовых) характеристик и нормативных запасов прочности.

Класс отечественных и импортных стальных бурильных труб по износу устанавливают в соответствии с РД 39-2-96I-83.*

Алюминиевые бурильные трубы классифицируются по износу в соответствии с РД 39-2-I62-79.**

Проектирование КБТ для группы смежных технологических операций

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

Общая схема алгоритма построения бурильных 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-

---

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

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

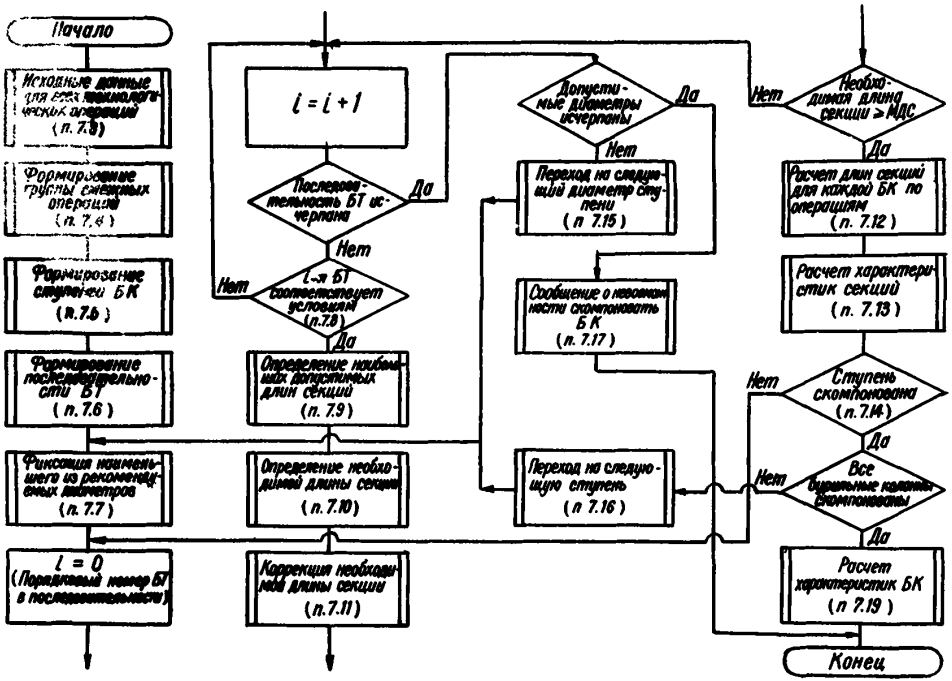

Рис. 5. Схема алгоритма проектировочного расчета колонн бурильных труб

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

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

В частности, рекомендуется операции расширка, проработка, калибровка, отбор керна, разбуривание (за исключением разбуривания цемента внутри эксплуатационной колонны) объединять в одну группу с операцией бурение 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 (приложений приоритетный перечень типов труб: ТБВ, ТБН, ТБНВ, ТБНК, ТБВК, ТБНК, АБТ, импортные бурильные трубы IU, IEU, EU) 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 выбранным критериям 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 низких групп 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 диаметрам соответствующих ступеней скважины;

- комплекса параметров трубы (группа прочности, толщина стенки, ресел выносливости) рекомендациям п. 3.38 - для нижней (над УБТ) 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.II. Необходимую длину секции проверяют на выполнение технологических ограничений по минимально (МДС) и максимально допустимой длинам секций (п. 3.40).

7.I2. Производят компоновку бурильных колонн для всех фиксированных в п. 7.4 технологических операций. При этом за длину секции выбранных труб для каждой операции принимают меньшее значение из наибольшей допустимой (п. 7.9) и необходимой (п. 7.I0) длины. В том случае, если указанное значение длины секции превышает величину, необходимую для формирования ступени БК для какой-либо операции, производят соответствующее (с учетом длины переходного участка) уменьшение длины проектируемой секции.

7.I3. После окончательного выбора длин секций данного типоразмера бурильных труб определяют такие характеристики, как масса секции, нарастающая масса колонны, фактические значения запасов статической прочности и прочности по усталости.

7.I4. В том случае, если хотя бы для одной технологической операции ступень БК скомпонована не полностью, для недостающей части ступени снова производят полный перебор последовательности бурильных труб.

7.I5. Если последовательность бурильных труб данного диаметра исчерпана и остались нескомплектованными ступени БК для каких-либо технологических операций, производят переход на следующий (больший) разрешенный диаметр бурильных труб. Для этого рассмотренный диаметр исключается из списка и повторяется процедура выбора параметров по пп. 7.7-7.I3.

7.I6. Если при данном значении диаметра бурильных труб соответствующие ступени бурильных колонн для всех фиксированных операций скомпонованы, производится переход на следующий (меньший из оставшихся) диаметр бурильных труб и в соответствии с пп. 7.7-7.I5 выполняется компоновка новых ступеней БК.

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

7.I7. Если из заданной последовательности труб не удается скомпоновать все бурильные колонны, необходимо проанализировать ситуацию и выполнить одно из следующих мероприятий (или их совокупность):

- расширить список бурильных труб, в том числе использовать

ЛБТ и импортные бурильные 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 бурильными трубами);

- уменьшить диаметры бурильных колонн ниже рекомендуемых п. 3.41 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 бурильных колонн для каждой операции или части операций;

- пересмотреть размеры частей обсадных колонн, спускаемых на бурильных трубах и др.

7.18. Проектирование бурильной 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 проектировочного расчета каждой бурильной колонны рассчитывают ее массу, моменты затяжки замковых соединений БТ (п. 5.3) и УБТ (п. 6.13), наибольшую допускаемую глубину спуска колонны на клиньях. Все выходные результаты представляются в виде табл. 8.5, 8.6, 8.7 согласно РД 39-2-262-79.*

Примечание. На основе описанного алгоритма проектировочного расчета во ВНИИТнефть разработана программа для ЕС ЭВМ расчета бурильных колонн, включенная в состав первой очереди отраслевой системы САПРбурение.

Проверочный расчет бурильной 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 надзаг.: М-во нефт. пром-сти, ВНИИ разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб.

тической прочности и прочности по усталости (при роторном способе бурения) бурильной 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 (пп. 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 (пп. 4.1, 4.2) и прочности по усталости (п. 4.3).

Дополнительно производят расчет бурильных 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 бурильной 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 - пп. 3.6, 3.7 (отрыв долота от забоя), 3.12 (бурение);

- на кручение - пп. 3.15, 3.16 (для случая отрыва долота от забоя $N_э = 0$), 3.18, 3.19;

- на изгиб - пп. 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, оказывающихся 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 пп. 3.8, 3.9 (отрыв долота 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 пп. 3.6, 3.7 (отрыв долота 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 случаю наклонно направленной скважины.

На кручение расчет БК производится по пп. 3.15-3.19, на изгиб по пп. 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 п. 3.26.

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

7.27. При бурении скважин с плавучих средств дополнительно к пп. 7.24, 7.25 по формулам (39), (40), (27) рассчитывают изгибающие моменты и напряжения изгиба в БК у устья скважины (на судне) и у дна акватории. Расчету подлежат верхние сечения секций или их частей, оказывающихся в процессе углублении 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. Расчету на сопротивление усталости в вертикальной скважине подлежат:

- 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 интенсивного 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. Бурильные трубы, работающие в процессе углубления на искривленных, а также на вертикальных и наклонных участках наклонно направленных скважин, рассчитывают на сопротивление усталости, причем для последних остаются 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 переменные напряжения от изгиба $\sigma_a = \sigma_u$, постоянные $\sigma_m = 0$.

7.32. Проверяют выполнение рекомендации п. 3.38 об установке над УБТ переходной по жесткости секции $\ell_1 \geqslant 250$-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 компоновке 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) допускаемую глубину спуска колонны с использованием ключевого захвата. Расчет выполняют согласно п. 3.36.

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

Для технологических операций отбор керна, расширка, проработка, калибровка расчет БК производят так же, как для операции бурение.

8. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА

П Р И М Е Р I

Выполнить проектировочный расчет бурильных колонн для двух смежных операций бурения вертикальной скважины с наименьшей заменой бурильных труб.

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

Исходные данные

Показатель	Технологическая операция	
	I	2
Вид технологической операции	Бурение	Бурение
Интервал, м	2600–4500	4500–5000
К началу проведения операции спущена обсадная колонна диаметром, мм	426	324
Бурение ведется под промежуточную колонну диаметром, мм	324	245
Способ бурения	Роторный	Роторный
Частота вращения колонны, об/мин	60	60
Диаметр долота, мм	393,7	295,3
Плотность бурового раствора, г/см^3	I,7	I,4
Нагрузка на долото, тс	20,0	8,0
Давление бурового раствора, кгс/мм^2	2,50	2,50
Перепад давления на долоте, кгс/мм^2	I,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 бурильных труб и длины ступеней компоновки УБТ.

Операция I

Согласно п. 6.5 для неосложненных условий бурения выбираем по табл. 3 для I-й (основной) ступени УБТС.2 с наружным диаметром D_{01} = 273 мм (внутренний диаметр I00 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 I0 мм согласно формуле (78) имеем

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

Диаметр нижней секции бурильной колонны согласно табл. I необходимо принять равным I40 мм. По п. 6.7 диаметр УБТ, расположенных перед бурильными трубами, должен удовлетворять условию $D_{шт} \leqslant$ I86,3 мм, поэтому компоновка УБТ должна быть ступенчатой, состоящей из труб нескольких диаметров, уменьшающихся по направлению к бурильным трубам. Диаметр 2-й ступени УБТ (в мм) должен составлять

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

Этому условию соответствуют 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

$$I7I{,}8 \leqslant D_{03} < 229.$$

Этому условию соответствуют УБТС.2 диаметром I78 мм (внутренний диаметр 80 мм, вес I м I55,9 кгс), причем они обеспечивают плавный переход от УБТ к колонне бурильных труб. В связи с этим данная ступень является последней в компоновке УБТ.

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

$$\ell_{01} = \left\{ \frac{I}{397{,}8} \left[\frac{I{,}I75 \cdot 20000}{I - I{,}7/7{,}85} - (273{,}4 \cdot 25 + I55{,}9 \cdot 25) \right] \right\} \text{м} = 48{,}4 \text{ м}.$$

Окончательно принимаем ℓ_{01} = 50 м.

Общий вес компоновки УБТ (п. 6.II)

Q_0 = (397,8·50 + 273,4·25 + I55,9·25) кгс = 30623 кгс.

Общая длина

ℓ_0 = (50 + 25 + 25) м = I00 м.

Рассчитываем (п. 6.I2) необходимое число промежуточных опор и расстояние между ними для основной ступени по следующим формулам:

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

(35): $\mathcal{L}_o$ = 24,2 м;

(84): a = (1,52·24,2) м = 36,8 м;

(85): m = 2.

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

Моменты затяжки (п. 6.13) принятых УБТ при $\sigma_{т0}$ = 65 кгс/мм^2 и μ' = 0,13 (графитовая смазка) следующие (приложение 19):

Диаметр УБТС.2, мм	$M_{зт}$, 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 бурильные трубы диаметром 229 мм типа УБТС.2 (внутренний диаметр 90 мм, вес 1 м 273,4 кгс), удовлетворяющие требованию жесткости при бурении под промежуточную колонну диаметром 245 мм ($\delta_{ок}$ = 10 мм):

$$D_{оі} / D_{ок} = 0{,}937 > 0{,}738.$$

Для переходной ступени, как и при выполнении 1-й технологической операции, используем УБТС.2-178 (внутренний диаметр 80 мм, вес 1 м 155,9 кгс), $\ell_{о2}$ = 25 м, тогда

$$\ell_{о1} = \left\{ \frac{1}{273{,}4} \left[\frac{1{,}175 \cdot 8000}{1 - 1{,}7/7{,}85} - 155{,}9 \cdot 25 \right] \right\} \text{м} = 29{,}6 \text{ м}.$$

Окончательно принимаем $\ell_{о1}$ = 30 м.

Общий вес компоновки УБТ

Q_o = (273,4·30 + 155,9·25) кгс = 12100 кгс.

Общая длина

ℓ_o = (30 + 25) м = 55 м.

Число промежуточных опор m = 2.

Моменты затяжки УБТ те же, что и для операции 1.

Расчет КБТ

В связи с тем, что для обеих операций в соответствии с табл. 1 могут быть использованы бурильные трубы с наружным диаметром 140 мм, будем проектировать бурильные колонны из труб одного диаметра

(I40 мм), при этом будет обеспечена минимальная замена бурильных труб.

Для компоновки бурильных колонн будем использовать наиболее дешевые и распространенные трубы типа ТБВ (ГОСТ 631-75, тип I) диаметром I40 мм с толщинами стенок 9, I0, II мм, групп прочности Д, К, Е, Л.

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
I	ТБВ	I39,7	9	Д	ЗШ-I78
2	ТБВ	I39,7	9	К	ЗШ-I78
3	ТБВ	I39,7	9	Е	ЗШ-I78
4	ТБВ	I39,7	9	Л	ЗШ-I78
5	ТБВ	I39,7	I0	Д	ЗШ-I78
6	ТБВ	I39,7	I0	К	ЗШ-I78
7	ТБВ	I39,7	I0	Е	ЗШ-I78
8	ТБВ	I39,7	I0	Л	ЗШ-I78
9	ТБВ	I39,7	II	Д	ЗШ-I78
I0	ТБВ	I39,7	II	К	ЗШ-I78
II	ТБВ	I39,7	II	Е	ЗШ-I78
I2	ТБВ	I39,7	II	Л	ЗШ-I78
I3	ТБВК	I39,7	II	Д	ЗШК-I78

Примечания:

I. Ограничение на длину (250 м) существует только для комплекта труб №I3 ТБВК. Эти трубы вводятся в колонну в соответствии с рекомендациями п. 3.38.

2. Минимально допустимую длину секции принимаем равной 500 м.

Диаметр бурильных труб I40 мм является для данного примера наименьшим (и единственным) для всех технологических операций.

Начинаем перебор последовательности с бурильной трубы под порядковым номером I (БТ №I).

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 (I78 мм) не ограничивает применение данной трубы;

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

Из предоставленной последовательности условиям п. 3.38 соответствует только БТ №I3, которая удовлетворяет также требованиям п. 7.8, предъявляемым к наружным диаметрам тела трубы и замкового соединения.

Проверяем бурильную трубу №I3 на соответствие расчетных запасов прочности по усталости нормативным значения для операции I по следующим формулам:

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

(35): $\ell = \ell_0 = \left(\frac{66{,}408}{60}\sqrt{280{,}3}\right)$ м = I8,53 м;

(36): $f = \left(\frac{I{,}I \cdot 393{,}7 - I78}{2}\right)$ мм = I28 мм;

(29): $R = \left(\frac{I000 \cdot I8{,}53^2}{\pi^2 \cdot I28}\right)$ м = 272 м;

(26): $M_u = \left(\frac{2{,}I \cdot I0^4 \cdot 927{,}6}{I00 \cdot 272}\right)$ кгс·м = 7I6 кгс·м;

(27): σ_u = (7I6/I32,8) кгс/мм^2 = 5,40 кгс/мм^2;

(37): σ_m = 5,40 кгс/мм^2; σ_a = (5,40·0,5) кгс/мм^2 = 2,70 кгс/мм^2;

(64): $n = n_\sigma = \frac{I3{,}0}{2{,}70} \cdot \frac{I}{I + \frac{I3{,}0}{65{,}0} \cdot \frac{5{,}40}{2{,}70}} = 3{,}44$,

что больше нормативного значения $n = I{,}50$.

Аналогично для операции 2 получаем:

(37): σ_m = 3,I0 кгс/мм^2; σ_a = (3,I0·0,5) кгс/мм^2 = I,55 кгс/мм^2;

(64): $n = n_\sigma = 4{,}93$,

что больше нормативного значения.

Допускаемое избыточное внутреннее давление рассчитываем по формуле (43):

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

Проверяем условие прочности по формуле (67):

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

Таким образом, бурильная труба №13 удовлетворяет всем требованиям п. 7.8.

В связи с тем, что длина секции бурильных труб №13 задана и равна 250 м, проверим эту секцию на статическую прочность в верхнем сечении для операции I по формулам

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

(3): $Q_{б1} = [40{,}0 \cdot 250\ (1 - 1{,}7/7{,}85)]$ кгс = 7834 кгс;

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

(2): $\sigma_p = (47479/4448)$ кгс/мм^2 = 10,67 кгс/мм^2;

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

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

Аналогично для операции 2 получаем

(2): $\sigma_p = (21209/4448)$ кгс/мм^2 = 4,77 кгс/мм^2;

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

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

Для компоновки 2-й секции рассмотрим бурильную трубу №1. Эта труба соответствует обеим технологическим операциям:

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

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

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

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

Заметим, что труба №1 имеет наименьшее допускаемое внутреннее избыточное давление из всех труб, представленных для проектирования. В связи с тем, что это допускаемое 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 проверять трубы только на сопротивление усталости.

Для операции I

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(2): $\sigma_p = (7834/5652)$ кгс/мм^2 = 1,39 кгс/мм^2;

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

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

Аналогично для операции 2 получаем:

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

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

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

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

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

(27): $\sigma_н$ = (I60/I56,6) кгс/мм^2 = I,02 кгс/мм^2;

(37): σ_m = I,02 кгс/мм^2; σ_a = (I,02·0,5) кгс/мм^2 = 0,5I кгс/мм^2;

(2): $\sigma_р$ = (82I7/5652) кгс/мм^2 = I,45 кгс/мм^2;

(64): $n = n_\sigma = \frac{7,0}{0,5I} \cdot \frac{I - I,45/65}{I + (7/65)\cdot(I,02/0,5I)}$ = II,04,

что больше нормативного значения.

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

(45): $Q_{pmax} = (\frac{38\cdot3695}{I,4})$ кгс = I00293 кгс;

(3): $Q_{Бl}$ = 7834 кгс;

(4): $Q_{кн}$ = 2399I кгс;

$$\ell_2 = \left[\frac{I00293/I,04 - I,I5\ (7834 + 2399I) - I,0\cdot II632}{I,I5\cdot33,8\ (I - I,7/7,85)}\right] м =$$

= I580 м.

Аналогично для операции 2

$Q_{pmax} = (\frac{38\cdot3695}{I,45})$ кгс = 96834 кгс; $Q_{Бl}$ = 82I7 кгс;

$Q_{кн}$ = 9942 кгс; ℓ_2 = 2250 м.

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

Для операции I

$\ell_{н2}$ = (4500 - I00 - 250) м = 4I50 м.

Для операции 2

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

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

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

$\ell_{в2}$ = $\ell_{н2} - \ell_2$ = (4I50 - I580) м = 2570 м (операция I);

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

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

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

(4695 - 2570) м = 2125 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

$\ell_{в2}$ = (4150 - 1580) м = 2570 м (операция 1);

$\ell_{в2}$ = (4695 - 2125) м = 2570 м (операция 2).

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

(3): $Q_{в2} = \left[33{,}8 \cdot 1580\ (1 - 1{,}7/7{,}85)\right]$ кгс = 41839 кгс;

(1): $Q_{р} = \left\{[1{,}15\,(7834 + 41839 + 23991)] + 1{,}0 \cdot 11632\right\}$ кгс =

= 96346 кгс;

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

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

$n = \sigma_{т}/\sigma_{р} = 38/27{,}11 = 1{,}40$.

Аналогично для операции 2, принимая ℓ_2 = 2125 м, получаем:

$Q_{в2}$ = 59015 кгс; $Q_{р}$ = 89099 кгс; $\sigma_{р}$ = 24,11 кгс/мм^2;

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

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

Сопротивление усталости для операции 1 определяем следующим образом:

(33): $\ell_{ш}$ = 281,9 м;

(35): $\mathcal{L}_{0}$ = 18,58 м;

(13): $Q_{р}$ = (7834 + 41839) кгс = 49673 кгс;

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

(36): $f = \left[\frac{(426 - 2 \cdot 10) - 178}{2}\right]$ мм = 114,0 мм;

(29): $R = \left(\frac{1000 \cdot 60{,}27^2}{\mathcal{K}^2 \cdot 114{,}0}\right)$ м = 3228 м;

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

(27): $\sigma_и$ = (5I,6/I56,6) кгс/мм^2 = 0,33 кгс/мм^2;

(37): $\sigma_т$ = 0,33 кгс/мм^2; $\sigma_в$ = (0,33·0,5) кгс/мм^2 = 0,I65 кгс/мм^2;

(2): $\sigma_р$ = (49673/5652) кгс/мм^2 = 8,79 кгс/мм^2;

$$(64):\ n_\sigma = \frac{6,0}{0,I65}\cdot\frac{I - 8,79/70}{I + (6/70)\cdot(0,33/0,I65)} = 36,4;$$

$$(24):\ M_к = (0,577\sqrt{I,04^2 - I}\cdot 26,07\cdot 2\cdot II3,5)\ \text{кгс·м} = 975\ \text{кгс·м};$$

$$(65):\ n_\tau = 0,577\frac{50\cdot 2\cdot I56,6}{975} = 9,26;$$

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

что больше нормативного значения. Отметим, что при вычислении $M_к$ значение $\sigma_р$ берется по телу бурильной трубы предыдущей секции.

Для операции 2 аналогично получаем

$$n_\sigma = 63,00;\quad n_\tau = I0,00;\quad n \cong 9,90,$$

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_{pmax} = (50·3695/I,4) кгс = I3I964 кгс;

(3): $Q_{в2}$ = 4I839 кгс;

(4): $Q_{кн}$ = 2399I кгс;

$$l_з = \left[\frac{I3I964/I,04 - I,I5(7834 + 4I839 + 2399I) - I,0\cdot II632}{I,I5\cdot 33,8(I - I,7/7,85)}\right]\text{м} =$$

= I003 м.

Аналогично для операции 2

Q_{pmax} = (50·3695/I,45) кгс = I274I4 кгс; $Q_{в2}$ = 590I5 кгс;

$Q_{кн}$ = 9942 кгс; $l_з$ = I046 м.

Глубина нижнего сечения 3-й секции для обеих операций $\ell_{пр} = 2570$ м, поэтому за необходимую длину этой и последующих секций, поскольку бурильные колонны для обеих операций одноступенчатые, принимаем меньшую из наибольших допускаемых длин секций по операциям. Следовательно, длины секций для обеих операций принимаются одинаковыми, равными полученному значению $\ell_3 \cong 1000$ м.

Таким образом, длина 3-й секции равна 1000 м. При этом глубина верхнего сечения 3-й секции для обеих операций $\ell_{в3} = 1570$ м.

Определяем фактические значения запасов статической прочности.

Для операции I $n = 1,40$.

Для операции 2 запас статической прочности определяем из следующих формул:

(3): $Q_{б3} = [33,8 \cdot 1000 (1 - 1,4/7,85)]$ кгс = 27772 кгс;

(1): $Q_p = [1,15 (8217 + 5901 5 + 27772 + 9942) + 0,03 \cdot 11632]$ кгс = 121037 кгс;

(2): $\sigma_p = (121037/3695)$ кгс/мм^2 = 32,76 кгс/мм^2;

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

$n = 50/34,07 = 1,47$.

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

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

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

(3): $Q_{б3} = [33,8 \cdot 1000 (1 - 1,7/7,85)]$ кгс = 26480 кгс.

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

= 420 м.

Аналогично для операции 2

$Q_{max} = (55 \cdot 3695/1,45)$ кгс = 140155 кгс; $Q_{б3} = 27772$ кгс;

$\ell_ч = 430$ м.

Глубина нижнего сечения 4-й секции для обеих операций

$\ell_{н4} = 1570$ 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 турбо – БТ №4.

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

(33): ℓ_w = 28I,9 м;

(36): $\mathcal{L}_0$ = I8,58 м;

(I3): Q_p = (7834 + 4I839 + 26480) кгс = 76I53 кгс;

(30): $\mathcal{L} = \left[I8{,}58 \sqrt{\sqrt{I + \left(\frac{76I53}{33{,}8 \cdot 28I{,}9}\right)^2} + \frac{76I53}{33{,}8 \cdot 28I{,}9}} \right]$ м = 74,43 м;

(36): f = II4,0 мм;

(29): $R = \left(\frac{I000 \cdot 74{,}43^2}{\mathcal{L}^2 \cdot II4{,}0} \right)$ м = 4924 м;

(26): $M_и = \left(\frac{2{,}I \cdot I0^4 \cdot 792{,}8}{I00 \cdot 4924} \right)$ кгс·м = 33,8I кгс·м;

(27): $\sigma_и$ = (33,8I/I56,6) кгс/мм^2 = 0,2I6 кгс/мм^2;

(37): σ_m = 0,2I6 кгс/мм^2; σ_a = (0,2I6·0,5) кгс/мм^2 = 0,I08 кгс/мм^2;

(2): σ_p = (76I53/5652) кгс/мм^2 = I3,47 кгс/мм^2;

(64): $n_\sigma = \frac{6{,}5}{0{,}I08} \cdot \frac{I - I3{,}47/80}{I + \frac{6{,}5}{80} \cdot \frac{0{,}2I6}{0{,}I08}}$ = 43,05;

(24): $M_к$ = $(0{,}577\sqrt{I{,}04^2 - I} \cdot 34{,}32 \cdot 2 \cdot II3{,}5)$ кгс·м = I284 кгс·м;

(65): $n_\tau = 0{,}577 \frac{65 \cdot 2 \cdot I56{,}6}{I284}$ = 9,I5;

(63): $n = \frac{43{,}05 \cdot 9{,}I5}{\sqrt{43{,}05^2 + 9{,}I5^2}}$ = 8,95,

что больше нормативного значения.

Аналогично для операции 2

n_σ = 9,20; n_τ = 9,58; n = 9,5,

что больше нормативного значения.

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

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

(3): $Q_{вз} = 26480$ кгс;

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

= 1253 м.

Аналогично для операции 2

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

$l_ч = 1197$ м.

Глубина нижнего сечения 4-й секции для обеих операций

$l_{нч} = 1570$ м.

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

$l_{вч} = (1570 - 1190)$ м = 380 м.

Определяем фактические значения запасов статической прочности для операции 1:

(3): $Q_{вч} = [33,8 \cdot 1198\ (1 - 1,7/7,85)]$ кгс = 31511 кгс;

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

(2): $\sigma_т = (163036/3695)$ кгс/мм^2 = 44,12 кгс/мм^2;

(61): $\sigma_э = (1,04 \cdot 44,12)$ кгс/мм^2 = 45,89 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 бурильной трубой является БТ №8.

Условие прочности по усталости БТ №8 для операции 1 определяем по следующим формулам:

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

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

(13): $Q_в = (7834 + 41839 + 26480 + 31511)$ кгс = 107664 кгс;

(30): $\mathcal{L} = \left[18{,}58\sqrt{\sqrt{1 + \left(\frac{107664}{36{,}8 \cdot 281{,}7}\right)^2} + \frac{107664}{36{,}8 \cdot 281{,}9}}\right]$ м = 84,78 м;

(36): f = 114,0 мм;

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

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

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

(37): $\sigma_т$ = 0,166 кгс/мм^2; $\sigma_д$ = (0,166·0,5) кгс/мм^2 = = 0,083 кгс/мм^2;

(2): $\sigma_р$ = (107664/6316) кгс/мм^2 = 17,05 кгс/мм^2;

(64): $n_\sigma = \frac{6{,}5}{0{,}083} \cdot \frac{1 - 17{,}05/89}{1 + (6{,}5/80) \cdot (0{,}166/0{,}083)}$ = 53,01;

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

(65): $n_\tau = 0{,}577 \frac{65 \cdot 2 \cdot 270{,}1}{1651}$ = 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_σ = 108,4; n_τ = 7,91; n = 7,89,

что больше нормативного значения.

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

(3): $Q_{вв} = \left[36{,}8 \cdot 380\ (1 - 1{,}7/7{,}85)\right]$кгс = 10956 кгс;

(1): $Q_р$ = [1,15 (7834 + 41839 + 26480 + 3151I + 10805 + + 23991) + 1,0·111253] кгс = 175256 кгс;

(2): $\sigma_р$ = (175256/4075) кгс/мм^2 = 43,01 кгс/мм^2;

(61): σ_b = (1,04·43,01) кгс/мм^2 = 44,73 кгс/мм^2;

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

что больше нормативного значения, равного 1,4.

Аналогично для операции 2 получаем

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

$\sigma_э = (1,04 \cdot 42,27)$ кгс/мм^2 $= 43,96$ кгс/мм^2;

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

что больше нормативного значения, равного 1,45.

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

Расчет замковых соединений

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

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

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

(2): $\sigma_p = 43,01$ кгс/мм^2;

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

Аналогично для операции 2

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

$\sigma_p = 42,27$ кгс/мм^2;

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

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

Для операции 1

$P_{max} = 288$ тс (приложение 16).

Для операции 2

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

Эти допускаемые значения осевой нагрузки значительно превышают действующие нагрузки.

По формуле (69) вычислим момент затяжки ЗС.

Для операции 1

$M_{зт} = 3274$ кгс·м;

Для операции 2

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

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

(70): $\bar{M}_к^{(1)}$ = (I9,2I·442,5/I,4 - 9,09·I75.3) кгс·м = 4479 кгс·м;

(71): $\bar{M}_к^{(2)}$ = (I9,2I·532,I/I,4 + 0,63·I75,3) кгс·м = 74II кгс·м;

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

Аналогично для операции 2

(70): $\bar{M}_к^{(1)}$ = (I9,2I·442,5/I,45 - 9,09·I72,2) кгс·м = 4297 кгс·м;

(71): $\bar{M}_к^{(2)}$ = (I9,2I·532,I/I,45 + 0,63·I72,2) кгс·м = 7I58 кгс·м.

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

Проверяем условие (72).

Для операции I

$M_{3T} + \lambda Q_o$ = (3274 + 0,63·I75,3) кгс·м = 3384 кгс·м,

что меньше $M_к$.

Для операции 2

$M_{3T} + \lambda Q_o$ = (3I92 + 0,63·I72,2) кгс·м = 3300 кгс·м,

что также меньше соответствующего значения $M_к$.

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

Следовательно, замковые соединения ЗШ-I78 (ЗШК-I78) не вносят каких-либо ограничений на применение полученных компоновок БК. При этом моменты затяжки должны быть для всех секций 3274 кгс·м (операция I) и 3I92 кгс·м (операция 2).

Расчет наибольшей допускаемой глубины спуска бурильных колонн в клиновом захвате

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

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

Секция I (БТ №I3):

(4I): $Q_{Tк}^{c}$ = (I40700·0,9) кгс = I26630 кгс;

(46): $\ell_{к1} = \left[\frac{I26630/I,I - 2399I}{40,0\ (I - I,7/7,85)}\right]$м = 2908 м,

что значительно больше принятой длины этой секции ℓ_1 = 250 м.

Секция 2 (БТ №I):

(4I): $Q^c_{тк}$ = (II6600·0,9) кгс = I04940 кгс;

(46): $\ell_{к2} = \left[\frac{I04940/I,I - 7834 - 2399I}{33,8\ (I - I,7/7,85)}\right]$ м = 240I м,

что больше длины этой секции ℓ_2 = I580 м.

Секция 3 (БТ №2):

(4I): $Q^c_{тк}$ = (I53400·0,9) кгс = I38060 кгс;

(46): $\ell_{к3} = \left[\frac{I38060/I,I - (7834 + 4I839) - 2399I}{33,8\ (I - I,7/7,85)}\right]$ м = I958 м,

что больше длины 3-й секции ℓ_3 = I000 м.

Секция 4 (БТ №4):

(4I): $Q^c_{тк}$ = (I99500·0,9) кгс = I79550 кгс;

(46): $\ell_{к4} = \left[\frac{I79550/I,I5 - (7834 + 4I839 + 26480) - 2399I}{33,8\ (I - I,7/7,85)}\right]$ м =

= 2II4 м,

что больше длины 4-й секции ℓ_4 = II90 м.

Секция 5 (БТ №8):

(4I): $Q^c_{тк}$ = (220200·0,9) кгс = I98I80 кгс;

(46): $\ell_{к5} = \left[\frac{I98I80/I,I5 - (7834+4I839+26480+3I5II) - 2399I}{36,8\ (I - I,7/7,85)}\right]$ м =

= I4II м,

что больше длины 5-й секции ℓ_5 = 380 м.

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

Аналогично определяем допускаемую глубину спуска каждой секции для операции 2.

Секция I (БТ №I3):

(4I): $Q^c_{тк}$ = I26630 кгс;

(46): $\ell_{к1} = \left[\frac{I26630/I,I - 9942}{40,0(I - I,4/7,85)}\right]$ м = 3200 м,

что больше длины I-й секции ℓ_1 = 250 м.

Секция 2 (БТ №1):

(4I): $Q^{c}_{тк}$ = I04940 кгс;

(46): $\ell_{к2} = \left[\dfrac{I04940/I,I - 82I7 - 9942}{33,8\ (I - I,4/7,85)}\right]$ м = 278I м,

что больше длины 2-й секции ℓ_2 - 2I25 м.

Секция 3 (БТ №2):

(4I): $Q^{c}_{тк}$ = I38060 кгс;

(46): $\ell_{к3} = \left[\dfrac{I38060/I,I - (82I7 + 590I5) - 9942}{33,8\ (I - I,4/7,85)}\right]$ м = I740 м,

что больше длины 3-й секции ℓ_3 = I000 м.

Секция 4 (БТ №4):

(4I): $Q^{c}_{тк}$ = I79550 кгс;

(46): $\ell_{к4} = \left[\dfrac{I79550/I,I5 - (82I7 + 590I5 + 27772) - 9942}{33,8\ (I - I,4/7,85)}\right]$ м =

= I843 м,

что больше длины 4-й секции ℓ_4 = II90 м.

Секция 5 (БТ №8):

(4I): $Q^{c}_{тк}$ = I98I80 кгс;

(46): $\ell_{к5} = \left[\dfrac{I98I80/I,I5-(82I7+590I5+27772+33049)-9942}{36,8(I-I,4/7,85)}\right]$ м =

= II35 м,

что больше длины 5-й секции ℓ_5 = 380 м.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты расчетов представлены в окончательной таблице "Конструкции бурильных 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 бурильных колонн выбраны по условиям технологической операции I (запас статической прочности n = I,40), 4-я секция выбрана по условиям технологической операции 2 (запас статической прочности n = I,45).

Конструкция бурильных колонн наружным диаметром 140 мм

Интервал бурения, м	Номер секции бурильной колонны (снизу вверх)	Тип БТ	Группа прочности материала	Толщина стенки, мм	Интервал установки секции (снизу вверх), м	Длина секции, м	Масса, т		Коэффициенты запаса прочности	
							секции	нарастающая	статической	по усталости
2600–4500	I	ТБВК	Д	II	4695–4945	250	I0,000	40,623	2,45	3,44
	2	ТБВ	Д	9	2570–4695	I500	53,404	94,027	I,40	6,00
	3	ТБВ	К	9	I570–2570	I000	33,800	I27,827	I,40	8,97
	4	ТБВ	Д	9	380–I570	II90	40,222	I68,049	I,42	8,95
	5	ТБВ	Д	I0	0– 380	380	I3,984	I82,033	I,45	7,64
4500–5000	I	ТБВК	Д	II	4I50–4400	250	I0,000	22,I00	5,28	4,93
	2	ТБВ	Д	9	2570–4I50	2I25	7I,825	93,925	I,52	II,04
	3	ТБВ	К	9	I570–2570	I000	33,800	I27,725	I,47	9,89
	4	ТБВ	Д	9	380–I570	II90	40,222	I67,947	I,45	9,53
	5	ТБВ	Д	I0	0– 380	380	I3,984	I8I,93I	I,48	7,89

Примечание. Все трубы ТБВ имеют замки типа ЗШ-I78, а ТБВК – ЗШК-I78.

ПРИМЕР 2.

Провести коррекцию бурильной 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 $\Delta\ell$ = I0 м; $\delta_1' = 2^0$; $\delta_2 = 5^0$; азимутальные углы соответственно $\beta_1 = 85^0$; $\beta_2 = 155^0$.

При этом глубина забоя составила 4800 м.

Для заканчивания интервала необходимо пробурить еще 200 м (4800–5000 м). При этом в опасной зоне будет находиться 2-я секция бурильной колонны, составленная из БТ № I.

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

(28): $R = \left[\frac{I0,0}{\sqrt{2\ (I - 0,0349\cdot0,0523\cdot0,3420 - 0,9994\cdot0,9986)}}\right]$ м = I9I м;

(26): $M_H = \left(\frac{2\cdot I\cdot I0^4\cdot792,8}{I00\cdot I9I,0}\right)$ кгс·м = 872 кгс·м;

(27): σ_H = (872/I56,6) кгс/мм^2 = 5,57 кгс/мм^2;

$\sigma_m = 0$; $\sigma_a = 5,57$ кгс/мм^2;

(3): $Q_{fz} = \left[33,8\cdot95\left(I - \frac{1,4}{7,85}\right)\right]$ кгс = 2638 кгс; Q_{bf} = 82I7 кгс;

(I3): Q_o = (82I7 + 2638) кгс = I0855 кгс; Q_{kH} = 9942 кгс;

напряжения растяжения в опасном сечении

(2): σ_p = (I0855/5652) кгс/мм^2 = I,92 кгс/мм^2;

(64): n_σ = 7,0/5,57 (I – I,92/65) = I,22;

напряжение растяжения в теле трубы

(2'): $\sigma_p = \left[\frac{I,I5(82I7 + 2638 + 9942) + 0,03\cdot II632}{3695}\right]$ кгс/мм^2 =

= 6,57 кгс/мм^2;

(24): $M_f = (0,577\sqrt{I,04^2 - I}\cdot6,57\cdot2\cdot II3,5)$ кгс·м = 245,8 кгс·м;

(65): $n_\tau = 0,577\frac{38\cdot2\cdot I56,6}{245,8} = 27,94$;

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

что меньше нормативного значения.

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

Проверим условие прочности по усталости для бурильной трубы ТБВК 140х9 Д с замковым соединением ЗШК-178.

(27): $\sigma_и = (872/113,5)$ кгс/мм^2 = 7,68 кгс/мм^2;

напряжение растяжения по телу трубы в опасной зоне

(2): $\sigma_р = (10855/3695)$ кгс/мм^2 = 2,94 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) бурильными трубами ТБВК 140х9 Д.

ПРИМЕР 3

Выполнить проектировочный расчет бурильной колонны при следующих исходных данных:

1. Вид технологической операции – бурение.

2. Скважина наклонно направленная, профиль скважины состоит из трех участков (см. рис. 1):

$H = 2000$ м, $H_в = 260$ м, $R = 250$ м, $\alpha_в^к = \alpha_в^н = \Delta\alpha = 10°$.

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 I90/I95 мм, вес турбобура $Q_{зд}$ = 2500 кгс, длина I4 м.

7. Диаметр долота $D_д$ = 2I5,9 мм.

8. Осевая нагрузка на долото $Q_д$ = 7,9 тс.

9. Наружное давление 2,0 кгс/мм^2.

I0. Перепад давления в турбобуре и долоте Δp = 0,6 кгс/мм^2.

II. Удельный вес бурового раствора $\gamma_{ж}$ = I,4 кгс/см^3.

I2. Коэффициент трения колонны о породу $\mu \approx 0{,}3$.

I3. Условия бурения нормальные.

I4. Клиновой захват ПКР-560 с длиной клина $\ell_к$ = 400 мм.

Расчет УБТ

Необходимо определить типы утяжеленных бурильных труб, диаметры и длины ступеней компоновки УБТ.

Согласно п. 6.5 для неосложненных условий бурения по табл. 3 выбираем для I-й (основной) ступени УБТС.2 с наружным диаметром I78 мм (внутренний диаметр 80 мм, вес I м I55,9 кгс).

По п. 6.6 эти трубы имеют необходимую жесткость на изгиб при бурении под эксплуатационную колонну диаметром I68 мм: при толщине стенки $\delta_{ок}$ = I0 мм согласно формуле (78) имеем

$$D_{оп} / D_{ок} = 1{,}058 > 0{,}802.$$

Диаметр нижней секции бурильной колонны согласно табл. I должен составлять I27 мм.

По п. 6.7 диаметр последней (n – й) перед бурильными трубами секции УБТ должен соответствовать условию

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

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

$$133{,}5 \leqslant D_{о2} < 178.$$

Этому условию, а также требованию к трубам последней ступени удовлетворяют УБТ диаметром I46 мм (внутренний диаметр 74 мм, вес I м 97,7 кгс).

Длину 2-й (переходной) ступени (п. 6.8) выбираем равной I2 м. По формуле (79) вычисляем длину I-й (основной) ступени УБТ:

$$\ell_{о1} = \left\{ \frac{1}{155{,}9 \cdot 0{,}9848} \left[\frac{1{,}175 \cdot 7900}{1 - 1{,}4/7{,}85} - (2500 + 97{,}7 \cdot 12) \cdot 0{,}9848 \right] \right\} \text{м} = 50\text{ м}.$$

Принимаем $\ell_{с1}$ = 50 м. Тогда общий вес компоновки УБТ (п. 6.I2)

на воздухе

Q_0 = (155,9·50 + 97,7·12) кгс = 8970 кгс.

Общий вес КНБК по формуле (4)

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

Общая длина компоновки УБТ

ℓ_0 = (50 + 12) м = 62 м.

Общая длина КНБК

$\ell_{КН}$ = (62 + 14) м = 76 м.

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

Моменты свинчивания (заклинки) принятых УБТС.2 диаметром 178 мм согласно п. 6.13 составляют при σ_{T0} = 65 кгс/мм^2, $\mu' = 0,10$ (смазка Р-416) 2530 – 5040 кгс·м; для УБТ диаметром 146 мм при σ_{T0} = 45 кгс/мм^2 1170 – 1490 кгс·м.

Расчет КБТ

В соответствии с табл. 1 для всей бурильной колонны могут быть использованы трубы с наружным диаметром 127 мм. С учетом небольшой глубины скважины, неосложненных условий бурения забойными двигателями для компоновки бурильной колонны в первую очередь могут быть использованы трубы типа ТБВ (ГОСТ 631-75, тип 1). Предположим, что в нашем распоряжении имеются трубы указанного типа с наружным диаметром 127 мм, толщинами стенок 9 и 10 мм групп прочности Д и Е, а также трубы типа ТБВК (ГОСТ 631-75, тип 3) тех же размеров и групп прочности. Тогда в соответствии с п. 7.6 сформируем такую последовательность БТ:

Порядковый номер БТ	Тип БТ	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Ограничение по длине, м
1	ТБВ	127,0	9	Д	ЗУ-155	–
2	ТБВ	127,0	9	Е	ЗУ-155	–
3	ТБВ	127,0	10	Д	ЗУ-155	250
4	ТБВ	127,0	10	Е	ЗУ-155	–
5	ТБВК	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	ТБВК	127,0	9	Е	ЗУК-155	-
7	ТБВК	127,0	10	Д	ЗУК-155	250
8	ТБВК	127,0	10	Е	ЗУК-155	-

В соответствии с рекомендацией п. 3.38 I-го над УБТ секции КБТ длиной 250 м скомпонуем 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 кгс/мм^2; $P_н$ = (4,54/1,15) кгс/мм^2 = 3,95 кгс/мм^2,

что выше действующего наружного избыточного давления 2,0 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): $Q_{кI}$ = [32,1·250(1 - 1,4/7,85)] кгс = 6594 кгс;

(8): $Q_н$ = [6594(0,3 · sin 10^0 + cos 10^0)] кгс = (6594·1,0369) кгс =
= 6837 кгс;

(20): $Q_{кн}$ = (9425·1,0369) кгс = 9773 кгс;

(6): $Q_р$ = [1,15(6837+9773) + 0,6·8992] кгс = 24497 кгс;

(2): $\sigma_р$ = (24497/3676) кгс/мм^2 = 6,67 кгс/мм^2;

(48): [σ] = (38/1,35) кгс/мм^2 = 28,15 кгс/мм^2;

(55): $\sigma_р$ = $\sigma_р$ < [σ].

Фактический запас статической прочности составляет

n = 38/6,67 = 5,0.

Проверим допустимость осевого растягивающего усилия $Q_р$ для замкового соединения ЗУ-155. По формуле (68) с учетом данных приложения 18

P_{max} = (317,7/1,35 - 1,35·12,56) тс = 218,4 тс = 218400 кгс,

что значительно больше величины $Q_р$.

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 1-й секции выполнение условий статической прочности на верхней границе искривленного участка при подъеме БК. Длина искривленного участка

$$\ell_и = 0{,}017453 \cdot R \cdot \Delta\alpha = (0{,}017453 \cdot 250 \cdot 10^0)\ м = 43{,}63\ м.$$

Принимаем $\ell_и = 44$ м, тогда на наклонном участке будет находиться часть 1-й секции длиной 206 м и КНБК. Получаем по формулам

(3): $(Q_{б1})_н = [32{,}1 \cdot 206\ (1 - 1{,}4/7{,}85)]$ кгс = 5433 кгс;

(8): $Q_н = (5433 \cdot 1{,}0369)$ кгс = 5634 кгс;

(10): $Q'_{кн} = 9773$ кгс;

$$Q'_н = Q_н + Q'_{кн} = (5634 + 9773)\ кгс = 15407\ кгс;$$

(9): $Q_н = \{0{,}3\ (1 - 1{,}4/7{,}85) \mid -2 \cdot 32{,}1 \cdot 250\ (\cos 10^0 - \cos 0^0) -$

$- 32{,}1 \cdot 250 \cdot 0{,}17453 \sin 10^0 - (15407 \cdot 0{,}17453) / (1 - 1{,}4/7{,}85) \mid +$

$+ (1 - 1{,}4/7{,}85) \mid 32{,}1 \cdot 250\ (\sin 10^0 - \sin 0^0) \mid \}$ кгс = 1952 кгс

(6): $Q_р = [1{,}15\ (5634 + 1952 + 9773) + 0{,}6 \cdot 8992]$ кгс = 25360 кгс;

(2): $\sigma_р = (25360/3676)\ кгс/мм^2 = 6{,}90\ кгс/мм^2$;

(26): $M_и = \left(\frac{2{,}1 \cdot 10^4 \cdot 633{,}5}{100 \cdot 250}\right) кгс \cdot м = 532{,}2\ кгс \cdot м$;

(27): $\sigma_и = (532{,}2/99{,}77)\ кгс/мм^2 = 5{,}34\ кгс/мм^2$;

(55): $\sigma_э = (6{,}90 + 5{,}34)\ кгс/мм^2 = 12{,}24\ кгс/мм^2$.

Фактический запас статической прочности $n = \sigma_т / \sigma_э = 38/12{,}24 = 3{,}10$.

Найденное по формуле (6) значение $Q_р$ также существенно меньше допускаемой для замкового соединения осевой растягивающей нагрузки.

Таким образом, ЕТ №3 удовлетворяет всем условиям и принимается для компоновки 1-й секции КБТ.

Для компоновки 2-й секции рассмотрим ЕТ №1 сформированной последовательности. Эта труба удовлетворяет технологическим требованиям по диаметру тела и замкового соединения ЗУ-155.

Допускаемое наружное давление для БТ №I составляет $p_{кр}$ = 3,92 кгс/мм^2; $p_н$ = (3,92/I,I5) кгс/мм^2 = 3,4I кгс/мм^2, что выше действующего наружного давления 2,0 кгс/мм^2.

Определим наклонную допустимую длину 2-й секции (первое приближение) БТ №I по формулам

(45): Q_{max} = (38·3336/I,35) кгс = 93902 кгс;

(44): $l_2 = \left[\dfrac{93902 - I,I5\ (6594 + 9425) - 0,6\cdot 933I}{I,I5\cdot 29,5\ (I - I,4/7,85)}\right]$ м = 2507 м,

что больше необходимой длины 2-й секции.

Расстояние по стволу скважины от забоя до устья (см. рис. Iа)

$$l = l_в + l_н + l_н = \left[260 + 44 + \frac{2000 - (260 + 250\sin I0^0)}{\cos I0^0}\right] м =$$

$$= (260 + 44 + I723)\ м = 2027\ м.$$

Необходимая длина 2-й секции

$$l_2 = \left[2027 - (I4 + 62 + 250)\right] м = I70I\ м.$$

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, во-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

$$(l_2)_н = \left[I723 - (I4 + 62 + 250)\right]\ м = I397\ м.$$

Далее выполняем расчет по формулам

(2): $Q_{б1}$ = 6594 кгс; $(Q_{б2})_н = \left[29,5\cdot I397\ (I - I,4/7,85)\right]$ кгс = 33862 кгс;

(8): $Q_н = \left[(6594 + 33862)\ (0,3\sin I0^0 + \cos I0^0)\right]$ кгс = 4I950 кгс;

(I0): $Q'_{кн}$ = 9773 кгс;

$$Q_i = \left[Q_{кн} + Q_{б1} + (Q_{б2})_н\right](\mu\sin\alpha + \cos\alpha) + \Delta p\, F_к =$$

$$= \left[(9425 + 6594 + 33862)\cdot I,0369 + 0,6\cdot 933I\right] кгс = 57320\ кгс;$$

(9): $Q_м = \Big\{0,3(I-I,4/7,85)\Big| - 2\cdot 29,5\cdot 250\ (\cos I0^0 - \cos 0^0) -$

$$- 29,5\cdot 250\cdot 0,I7453\sin I0^0 - \frac{57320\cdot 0,I7453}{I - I,4/7,85}\Big| + (I - I,4/7,85)\times$$

$$\times\Big|29,5\cdot 250\ (\sin I0^0 - \sin 0^0)\Big\} кгс = 4054\ кгс;$$

(6): $Q_р = \left[I,I5\ (4I950 + 4054 + 9773) + 0,6\cdot 933I\right]$ кгс = 69742 кгс;

(2): $\sigma_р$ = (69742/3336) кгс/мм^2 = 20,9I кгс/мм^2;

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 1-й секции выполнение условий статической прочности на верхней границе искривленного участка при подъеме БК. Длина искривленного участка

$$\ell_н = 0{,}01745 \cdot R \cdot \Delta\alpha = (0{,}01745 \cdot 250 \cdot 10^0)\ м = 43{,}63\ м.$$

Принимаем $\ell_н = 44$ м, тогда на наклонном участке будет находиться часть 1-й секции длиной 206 м и КНБК. Получаем по формулам

(3): $(Q_{б1})_н = [32{,}1 \cdot 206\ (1 - 1{,}4/7{,}85)]$ кгс = 5433 кгс;

(8): $Q_н = (5433 \cdot 1{,}0369)$ кгс = 5634 кгс;

(10): $Q'_{кн} = 9773$ кгс;

$$Q_i = Q_н + Q'_{кн} = (5634 + 9773)\ кгс = 15407\ кгс;$$

(9): $Q_н = \{0{,}3\ (1 - 1{,}4/7{,}85) \mid -2 \cdot 32{,}1 \cdot 250\ (\cos 10^0 - \cos 0^0) -$

$- 32{,}1 \cdot 250 \cdot 0{,}17453\ \sin 10^0 - (15407 \cdot 0{,}17453) / (1 - 1{,}4/7{,}85)| +$

$+ (1 - 1{,}4/7{,}85) \mid 32{,}1 \cdot 250\ (\sin 10^0 - \sin 0^0)|\}$ кгс = 1952 кгс;

(6): $Q_р = [1{,}15\ (5634 + 1952 + 9773) + 0{,}6 \cdot 8992]$ кгс = 25360 кгс;

(2): $\sigma_р = (25360/3676)\ кгс/мм^2 = 6{,}90\ кгс/мм^2$;

(26): $M_и = \left(\frac{2{,}1 \cdot 10^4 \cdot 633{,}5}{100 \cdot 250}\right)$ кгс·м = 532,2 кгс·м;

(27): $\sigma_и = (532{,}2/99{,}77)\ кгс/мм^2 = 5{,}34\ кгс/мм^2$;

(55): $\sigma_э = (6{,}90 + 5{,}34)\ кгс/мм^2 = 12{,}24\ кгс/мм^2$.

Фактический запас статической прочности $n = \sigma_т / \sigma_э =$ $= 38/12{,}24 = 3{,}10$.

Найденное по формуле (6) значение $Q_р$ также существенно меньше допускаемой для замкового соединения осевой растягивающей нагрузки.

Таким образом, БТ №3 удовлетворяет всем условиям и принимается для компоновки 1-й секции КБТ.

Для компоновки 2-й секции рассмотрим БТ №1 сформированной последовательности. Эта труба удовлетворяет технологическим требованиям по диаметру тела и замкового соединения ЗУ-155.

Допускаемое наружное давление для БТ №1 составляет $p_{кр}$ = 3,92 кгс/мм^2; $p_н$ = (3,92/1,15) кгс/мм^2 = 3,41 кгс/мм^2, что выше действующего наружного давления 2,0 кгс/мм^2.

Определим наибольшую допустимую длину 2-й секции (первое приближение) БТ №1 по формулам

(45): Q_{max} = (38·3336/1,35) кгс = 93902 кгс;

(44): $$\ell_2 = \left[\frac{93902 - 1{,}15\,(6594 + 9425) - 0{,}6\cdot 9331}{1{,}15\cdot 29{,}5\,(1 - 1{,}4/7{,}85)}\right] м = 2507\ м,$$

что больше необходимой длины 2-й секции.

Расстояние по стволу скважины от забоя до устья (см. рис. 1а)

$$\ell = \ell_в + \ell_н + \ell_н = \left[260 + 44 + \frac{2000 - (260 + 250\sin 10^0)}{\cos 10^0}\right] м =$$

$$= (260 + 44 + 1723)\ м = 2027\ м.$$

Необходимая длина 2-й секции

$$\ell_2 = \left[2027 - (14 + 62 + 250)\right] м = 1701\ м.$$

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, во-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

$$(\ell_2)_н = \left[1723 - (14 + 62 + 250)\right] м = 1397\ м.$$

Далее выполняем расчет по формулам

(2): $Q_{Б1}$ = 6594 кгс; $(Q_{Б2})_н = \left[29{,}5\cdot 1397\ (1 - 1{,}4/7{,}85)\right]$ кгс = 33862 кгс;

(8): $Q_н = \left[(6594 + 33862)\ (0{,}3\sin 10^0 + \cos 10^0)\right]$ кгс = 41950 кгс;

(10): $Q'_{кн}$ = 9773 кгс;

$$Q_i = \left[Q_{кн} + Q_{Б1} + (Q_{Б2})_н\right](\mu\sin\alpha + \cos\alpha) + \Delta p\, F_к =$$

$$= \left[(9425 + 6594 + 33862)\cdot 1{,}0369 + 0{,}6\cdot 9331\right] кгс = 57320\ кгс;$$

(9): $$Q_м = \left\{0{,}3(1 - 1{,}4/7{,}85)\right| - 2\cdot 29{,}5\cdot 250\ (\cos 10^0 - \cos 0^0) -$$

$$- 29{,}5\cdot 250\cdot 0{,}17453\sin 10^0 - \frac{57320\cdot 0{,}17453}{1 - 1{,}4/7{,}85}\Big| + (1 - 1{,}4/7{,}85)\times$$

$$\times\left|29{,}5\cdot 250\ (\sin 10^0 - \sin 0^0)\right| кгс = 4054\ кгс;$$

(6): $Q_р$ = [1,15 (41950 + 4054 + 9773) + 0,6·9331] кгс = 69742 кгс;

(2): $\sigma_р$ = (69742/3336) кгс/мм^2 = 20,91 кгс/мм^2;

(26): $M_и = \left(\frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 584,1}{100 \cdot 250}\right)$ кгс·м = 490,7 кгс·м;

(27): $\sigma_и$ = (490,7/91,98) кгс/мм^2 = 5,34 кгс/мм^2;

(55): $\sigma_э$ = (20,91 + 5,34) кгс/мм^2 = 26,25 кгс/мм^2 < $[\sigma]$.

Фактический запас статической прочности

$$n = 38/26,25 = 1,448.$$

Вес бурильных труб на длине искривленного участка по формуле (3) равен

$$(Q_{б2})_и = [29,5 \cdot 44\ (1 - 1,4/7,85)]\ \text{кгс} = 1067\ \text{кгс}.$$

Так как эта величина значительно меньше усилия $Q_и$, расчет секции в рассматриваемом сечении только на нагрузку от собственного веса не требуется.

Усилие $Q_{р2}$ 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 $Q_в$, учитывающее вес бурильных труб на вертикальном участке. Находим по формулам

(3): $(Q_{б2})_в = [29,5 \cdot 260\ (1 - 1,4/7,85)]$ кгс = 6302 кгс;

(7): $Q_в = (Q_{б2})_в$ = 6302 кгс;

(6): $Q_р = 1,15(6302 + 41950 + 4054 + 9773) + 0,6 \cdot 9331]$ кгс =
= 76990 кгс;

(2): $\sigma_р$ = (76990/3336) кгс/мм^2 = 23,08 кгс/мм^2;

(55): $\sigma_э = \sigma_р$ = 23,08 кгс/мм^2 < $[\sigma]$.

Фактический запас статической прочности на устье скважины

$$n = 38/23,08 = 1,646.$$

Усилие $Q_р$ здесь также существенно меньше допускаемого для ЗС ЗУ-155 значения P_{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):

$$M_{зт} = \left[13,56(0,455\frac{317,7}{1,35} + 0,545 \cdot 1,35 \cdot 12,56)\right]\ \text{кгс·м} = 1577\ \text{кгс·м}.$$

Определим наибольшие допускаемые глубины спуска секций в клиновом захвате. Для I-й секции при коэффициенте запаса $n = 0,9$ получаем в соответствии с приложением 20 и формулами

(4I): $Q_{TK} = (II8I00 \cdot 0,9)$ кгс = I06290 кгс;

(46): $\ell_{K1} = \left[\frac{I06290/I,I0 - 9425}{32,I\ (I - I,4/7,85)}\right]$ м = 3306 м,

что значительно больше принятой длины этой секции $\ell_1 = 250$ м.

Для 2-й секции аналогично

(4I): $Q^{c}_{TK} = (I07000 \cdot 0,9)$ кгс = 96300 кгс;

(46): $\ell_{K2} = \left[\frac{96300/I,I0 - 6694 - 9425}{29,5\ (I - I,4/7,85)}\right]$ м = 295I м,

что больше длины этой секции $\ell_2 = I70I$ м.

Таким образом, вся бурильная колонна длиной 2027 м может быть спущена с использованием клинового захвата ПКР-560.

В итоге проектировочного расчета получена следующая конструкция бурильной колонны (бурение производится двухсекционным турбобуром диаметрами I90/I95 мм, длиной I4 м):

	Размеры, мм	Длина, м
УБТС.2 (наружный х внутренний диаметры)	I78x80	50
УБТ (наружный х внутренний диаметры)	I46x74	I2
ТБВ (диаметр х толщина стенки, группа прочности)	I27xI0Д	250
ТБВ (диаметр х толщина стенки, группа прочности)	I27x9Д	I70I

ПРИМЕР 4

Рассчитать конструкцию бурильной 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 ТБВК I27xI0 Д ГОСТ 63I-75 (БТ №7).

Эта труба удовлетворяет технологическим требованиям по наружному диаметру тела и ЗС, а также проходит по сопротивляемости наружному давлению.

Проверим выполнение условий прочности по усталости в нейтральном сечении колонны по формулам

(33): $\ell_\omega = [(0{,}970 \cdot 50)\sqrt{633{,}5/32{,}1}]$ м = 215,5 м;

(35): $\mathcal{L}_o$ = 19,50 м;

(36) $f = \left(\frac{1{,}1 \cdot 215{,}9 - 155}{2}\right)$мм = 41,25 мм;

(29): $R = \left(\frac{1000 \cdot 19{,}50^2}{\pi^2 \cdot 41{,}25}\right)$м = 934 м;

(26): $M_н = \left(\frac{2{,}1 \cdot 10^4 \cdot 633{,}5}{100 \cdot 934}\right)$м = 142,5 м;

(27): $\sigma_н$ = (142;5/99,77) кгс/мм^2 = 1,43 кгс/мм^2;

(37): $\sigma_m = \sigma_н$; σ_a = (0,5 · 1,43) кгс/мм^2 = 0,715 кгс/мм^2;

(64): $n = n_\sigma = 13{,}5/0{,}715 \frac{1}{1+(13{,}5/65)\cdot 2}$ = 13,34,

что значительно больше нормативного значения n = 1,50.

Проверим выполнение условий статической прочности рассматриваемой трубы в верхнем сечении секции для случая отрыва долота от забоя в конце бурения интервала. Поскольку весовые и основные геометрические характеристики БТ №7 совпадают с характеристиками БТ №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.

Дополнительные (от вращения) касательные напряжения и напряжения изгиба находим по формулам

(24): $M_к = \left(0{,}577\sqrt{1{,}1^2 - 1} \cdot 6{,}67 \cdot 2 \cdot 99{,}77\right)$ кгс·м = 352 кгс·м;

(25): $\tau = [352 / (2 \cdot 99{,}77)]$ кгс/мм^2 = 1,77 кгс/мм^2;

$\frac{\theta_p}{q\ell_\omega} = \frac{24497}{32{,}1 \cdot 215{,}5}$ = 3,54;

(30): $L = (19{,}50\sqrt{\sqrt{1 + 3{,}54^2} + 3{,}54})$ м = 52,40 м;

(29): $R = \left(\frac{1000 \cdot 52{,}40^2}{\pi^2 \cdot 41{,}25}\right)$ м = 6744 м;

(26): $M_и = \left(\frac{2\cdot I\cdot 10^4\cdot 633{,}5}{100\cdot 6744}\right)$ кгс·м = I9,73 кгс·м;

(38): $\sigma_и = \left(\frac{3\cdot I9{,}73}{2\cdot 99{,}77}\right)$ кгс/мм^2 = 0,30 кгс/мм^2;

(48): $[\sigma]$ = (38/I,45) кгс/мм^2 = 26,2I кгс/мм^2;

(47): $\sigma_э = \left[\sqrt{(6{,}67 + 0{,}30)^2 + 3\cdot I{,}77^2}\right]$ кгс/мм^2 = 7,6I кгс/мм^2 < $[\sigma]$.

фактический запас статической прочности составляет

n = 38/7,6I = 5,00.

Проверим допустимость комбинации нагрузок $Q_р$, $M_к$ для замкового соединения ЗУК-I55. По формуле (68) с учетом приложения I8 находим

P_{max}=(3I7,7/I,45 - I,45·I2,56) тс = 200,90 тс,

что существенно больше действующего значения $Q_р$ = 24497 кгс ≈ ≈24,5 тс.

(70): $\bar{M}_к^{(1)}$ = (I3,56·3I7,7/I,45 - 6,24·24,5) кгс·м = 28I8 кгс·м;

(7I): $\bar{M}_к^{(2)}$ = (I3,56·327,3/I,45 + I,I5·24,5) кгс·м = 3086 кгс·м;

$\bar{M}_к = \bar{M}_к^{(1)}$ = 28I8 кгс·м,

что существенно больше действующего значения $M_к$.

Проверим выполнение условий статической прочности для I-й секции в ее положении на верхней границе искривленного участка при подъеме ВК. Ранее было получено

$\sigma_р$ = 6,90 кгс/мм^2; $\sigma_и$ = 5,34 кгс/мм^2.

Далее находим

(24): $M_к = (0{,}577\cdot\sqrt{I{,}I^2 - I}\cdot 6{,}90\cdot 2\cdot 99{,}77)$ кгс·м = 364 кгс·м;

(25): $\tau = [364/(2\cdot 99{,}77)]$ кгс/мм^2 = I,83 кгс/мм^2;

(47): $\sigma_э = \left[\sqrt{(6{,}90 + 5{,}34)^2 + 3\cdot I{,}83^2}\right]$ кгс/мм^2 = I2,65 кгс/мм^2.

фактический запас прочности составляет

n = 38/I2,65 = 3,00.

Совершенно очевидно, что комбинация нагрузок $Q_р$, $M_к$ здесь также допустима для ЗС с большим запасом.

Таким образом, ВТ №7 по всем условиям подходит для компоновки I-й секции КВI.

Для компоновки 2-й секции рассмотрим ВТ №I сформированной последовательности, удовлетворяющую всем технологическим требова-

или к имеющую достаточную сопротивляемость наружному сминающему давлению.

Определим (первое приближение) допустимую длину 2-й секции НТ №I по формулам

(45): $Q_{max} = (38 \cdot 3336/1,45)$ кгс = 87426 кгс;

(44): $\ell_2 = \left[\frac{87426 \,/\, 1,10 - 1,15\,(6594 + 9425) - 0,6 \cdot 933I}{1,15 \cdot 29,5\,(1 - 1,4 \,/\, 7,85)}\right]$ м =

= 1990 м,

что больше необходимой длины 2-й секции ℓ_2 = 1701 м.

Далее проверим, прежде всего, удовлетворяет ли данная труба условиям статической и усталостной прочности в предполагаемом наиболее опасном сечении на верхней границе искривленного участка. Условия статической прочности с использованием результатов расчета в примере 3 (Q_p = 69742 кгс; σ_p = 20,91 кгс/мм^2; $\sigma_и$ = 5,34 кгс/мм^2) проверяем для тела трубы по формулам

(24): $M_к = (0,577 \cdot \sqrt{1^2 - 1} \cdot 20,91 \cdot 2 \cdot 91,98)$ кгс·м = 1017 кгс·м;

(25): $\tau = [1017/(2 \cdot 91,98)]$ кгс/мм^2 = 5,53 кгс/мм^2;

(47): $\sigma_э = \left[\sqrt{(20,91 + 5,34)^2 + 3 \cdot 5,53^2}\right]$ кгс/мм^2 = 27,95 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 (σ_p = 23,08 кгс/мм^2, пример 3) аналогично предыдущему получаем

(24): $M_к$ = 1123 кгс·м;

(25): τ = 6,10 кгс/мм^2;

(47): $\sigma_э = (\sqrt{23,08^2 + 3 \cdot 6,10^2})$ кгс/мм^2 = 25,40 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 I-го (вертикального) участка нужны трубы, обладающие большей статической и усталостной прочностью. При этом с учетом небольшой длины вертикального участка

2-ю секцию желательно скомпоновать до устья скважины. С указанной целью проверим для тех же условий труба ТБНК 127х9 Е ГОСТ 631-75 (БТ №6 в 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.

Допускаемые напряжения для БТ №6 составляют

$$[\sigma] = (55/1{,}45)\ \text{кгс/мм}^2 = 37{,}93\ \text{кгс/мм}^2,$$

поэтому данная труба удовлетворяет условиям статической прочности на верхней границе искривленного участка и на устье скважины.

Проверим выполнение условий сопротивления усталости на верхней границе искривленного участка для условий бурения при $\mu = 0$.

Ранее было получено

$$Q_{Б1} = 6594\ \text{кгс};\quad (Q_{Б2})_н = 33862\ \text{кгс}.$$

Далее находим

(8): $Q_н = [(6594+33862)\cos 10^0]$ кгс = 39842 кгс;

(9): $Q_н = \left\{(1 - \frac{164}{7{,}85}) \cdot \left|29{,}5 \cdot 250(\sin 10^0 - \sin 0^0)\right|\right\}$ кгс = 1053 кгс;

(14): $Q_р = (39842 + 1053)$ кгс = 40895 кгс;

(5): $\sigma_р = (40895/3336)$ кгс/мм^2 = 12,26 кгс/мм^2;

(26): $M_н = \left(\frac{2 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 584{,}1}{100 \cdot 250}\right)$ кгс·м = 490,7 кгс·м;

(27): $\sigma_н = (490{,}7/91{,}98)$ кгс/мм^2 = 5,34 кгс/мм^2;

$\sigma_a = \sigma_н$; $\sigma_m = 0$;

(64): $n_\sigma = (13{,}5/5{,}34)\cdot(1 - 12{,}26/75) = 2{,}11$;

(24): $M_к = (0{,}577 \cdot \sqrt{1{,}1^2 - 1} \cdot 12{,}26 \cdot 2 \cdot 91{,}98)$ кгс·м = 596,35 кгс·м;

(25): $\tau = [596{,}35/(2 \cdot 91{,}98)]$ кгс/мм^2 = 3,24 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 $n = 1{,}60$.

Проверим соответствие БТ №6 условиям сопротивления усталости в нижней части 2-й секции для условий бурения ($\mu = 0$) по форму-

лам (ранее было получено $Q_{61} = 6594$ кгс)

(8): $Q_н = (6594 \cdot cos10^0)$ кгс = 6494 кгс;

(14): $Q_р = Q_н = 6494$ кгс;

(5): $\sigma_t = (6494/3336)$ кгс/кг^2 = 1,95 кгс/мм^2;

(33): $\ell_w = (0,970 \cdot 50 \cdot \sqrt{564,1/29,5})$ м = 215,8 м;

(35): $\mathcal{L}_\mu = [(66,408/50) \cdot \sqrt{215,8}]$ м = 195,1 м;

$$\frac{Q_б}{q\ell_w} = \frac{6494}{29,5 \cdot 215,8} = 1,02;$$

(30): $L = (195,1\sqrt{\sqrt{1 + 1,02^2} + 1,02})$ м = 30,53 м;

(29): $R = \left(\frac{1000 \cdot 30,53^2}{\pi^2 \cdot 41,25}\right)$м = 2289 м;

(26): $M_н = \left(\frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 584,1}{100 \cdot 2289}\right)$кгс·м = 53,60 кгс·м;

(27): $\sigma_н = (53,60/91,98)$ кгс/мм^2 = 0,58 кгс/мм^2;

(37): $\sigma_m = 0,58$ кгс/мм^2; $\sigma_a = 0,29$ кгс/мм^2;

(64): $n = n_б = \frac{13,5}{0,29} \cdot \frac{1 - (1,95/75)}{1 + (13,5/75) \cdot 2} = 33,33,$

что существенно больше нормативного значения.

Как следует из полученных результатов, комбинация действующих значений $Q_р$, $M_к$ является допустимой (с большим запасом) для замковых соединений ЗУК-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 проектировочного расчета получена конструкция бурильной колонны, отличающаяся от указанной в примере 3 заменой труб ТБВ 127х10 Д на ТБВК 127х10 Д и ТБВ 127х9 Д на ТБВК 127х9 Е.

На основании расчетов, выполненных в примере 3*, следует, что данная бурильная колонна может быть спущена с использованием клинового захвата ПКР-560.

Геометрические и массовые (весовые) характеристики стальных бурильных труб отечественного производства

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			гладкой части трубы	высаженного конца в опасном сечении					
Бурильные трубы с высаженными внутрь концами ТБВ и навинченными замками (ГОСТ 631-75, тип I)													
60,3 (60)	7	46,3	II72	I684	I200	42,34	I4,04	I2,73	ЗН-80	80	25	9,2	I0,I
	9	42,3	I450	I405	I655	49,I8	I6,3I	I5,4I				II,4	I2,3
73,0 (73)	7	59,0	I45I	2734	I528	79,92	2I,90	20,86	ЗШ-I08	I08	54	II,4	I3,0
									ЗН-95	95	32		I2,7
	9	55,0	I8I0	2376	2344	94,48	25,89	27,58	ЗШ-I08	I08	54	I4,2	I5,8
									ЗН-95	95	32		I5,5
	II	5I,0	2I43	2043	27I0	I06,2	29,09	29,58	ЗШ-I08	I08	54	I6,8	I8,4
									ЗН-95	95	32		I8,0
89,0 (89)	7	75,0	I80S	44I8	2038	I52,7	34,3I	35,36	ЗШ-I08	I08	38	I4,2	I5,8
	9	7I,0	2262	3959	3II3	I83,2	4I,I8	47,77	ЗН-I08	I08	38	I7,8	I9,4
	II	67,0	2695	3526	3457	209,I	46,98	50,8I	ЗН-I08	I08	38	2I,2	22,7
I0I,6 (I02)	7	87,6	2080	6027	2205	234,0	46,06	45,73	ЗШ-I33	I33	72	I6,4	I9,3
	8	85,6	2352	5755	2706	260,0	5I,08	53,89				I8,5	2I,5
	9	83,6	26I8	5489	3I8I	283,3	55,76	60,89				20,4	23,5
	I0	8I,6	2878	5230	3632	305,4	60,I2	66,83				22,4	25,5
II4,3 (II4)	7	I00,3	2360	790I	3225	34I,0	59,67	73,69	ЗШ-I46	I46	80	I8,5	2I,7
	8	98,3	2672	7589	3774	379,5	66,40	83,25	ЗШ-I46	I46	80	20,9	24,2
	9	96,3	2977	7284	4299	4I5,7	72,73	9I,55	ЗШ-I46	I46	80	23,3	26,0
	I0	94,3	3277	6984	4798	449,7	78,68	98,72	ЗШ-I46	I46	80	25,7	28,3
	II	92,3	3570	669I	5039	48I,6	84,26	I0I,90	ЗШ-I46	I46	80	28,0	30,6
I27,0 (I27)	7	II3,0	2639	I0029	3587	476,6	75,06	98,40	ЗУ-I55	I55	95	20,7	24,0
	8	III,0	299I	9677	42I8	53I,8	83,75	I06,4				23,5	26,8
	9	I09,0	3336	933I	4825	584,I	9I,98	II7,9				26,2	29,5
	I0	I07,0	3676	8992	5406	633,5	99,77	I28,0				28,9	32,I

Продолжение прил. I

Наружный (условный) диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь поперечного сечения, $см^2$		Площадь опасного сечения, $см^2$	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) 1 м трубы, кг(кгс)	Приведенная масса (вес) 1 м трубы, кг (кгс)
			тела	канала			гладкой части трубы	высаженного конца в опасном сечении					
I39,7	8	I23,7	33I0	I20I8	4963	720,3	I03,I	I4I,5	3Ш-I78	I78	I0I	26,0	3I,0
	9	I2I,7	3695	II632	5552	792,8	II3,5	I56,6	3Ш-I78	I78	I0I	29,0	34,0
	I0	II9,7	4075	II253	63I6	86I,9	I23,4	I70,I	3Ш-I78	I78	I0I	32,0	37,0
	II	II7,7	4448	I0880	7264	927,6	I32,8	I87,6	3Ш-I78	I78	I0I	35,0	39,9
I68,3 (I68)	9	I50,3	4504	I7742	7089	I433	I70,3	242,0	3Ш-I97	I97	89	35,3	4I,6
									3Ш-203	203	I27		4I,3
	I0	I48,3	4973	I7273	79I7	I564	I85,9	263,9	3Ш-I97	I97	89	39,0	45,2
									3Ш-203	203	I27		45,0
Бурильные трубы с высаженными наружу концами ТБН и навинченными замками (ГОСТ 63I-75, тип 2)													
I0I,6 (I02)	8	85,6	2352	5755	2965	259,5	5I,08	68,86	3Ш-I46	I46	80	I8,5	2I,7
	9	88,6	26I8	5489	3248	283,3	55,76	74,II	3Ш-I46	I46	80	20,4	23,7
	I0	8I,6	2878	5230	3526	305,4	60,I2	79,03	3Ш-I46	I46	80	22,4	26,7
I14,3 (II4)	8	98,3	2672	7589	3338	379,5	66,40	88,0C	3У-I55	I55	95	20,9	24,2
	9	96,3	2977	7284	3662	4I5,7	72,78	95,00				23,3	26,5
	I0	94,3	3277	6984	3979	449,7	78,68	I0I,6				25,7	28,8
	II	92,3	3570	669I	4290	48I,6	84,26	I07,8				28,0	3I,I
I39,7 (I40)	8	I23,7	33I0	I20I8	456I	720,3	I03,I	I48,7	3У-I85	I85	I20	26,0	30,4
	9	I2I,7	3695	II632	4963	792,8	II3,5	I59,6				29,0	33,3
	I0	II9,7	4075	II253	5359	86I,9	I23,4	I70,I				32,0	36,2
	II	II7,7	4448	I0880	5748	927,6	I32,8	I80,I				35,0	39,I
Бурильные трубы с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками ТБВК (ГОСТ 63I-75, тип 3)													
89,0 (89)	9	7I,0	2262	3959	-	I83,2	4I,I8	-	3ШК-II8	II8	62	I7,8	I9,7
	II	67,0	2695	3526	-	208,I	46,98	-				2I,2	23,0
I0I,6 (I02)	9	83,6	26I8	5489	-	283,3	55,76	-	3ШК-I33	I33	72	20,6	23,3
	I0	8I,6	2878	5230	-	305,4	60,I2	-				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			гладкой части трубы	высаженного конца в опасном сечении					
II4,3 (II4)	9	96,3	2977	7284	-	4I5,7	72,73	-	ЗУК-I46	I46	82	23,4	26,6
	I0	94,3	3277	6984	-	449,7	78,68	-				25,7	28,9
	II	92,3	3570	669I	-	48I,6	84,26	-				28,0	3I,I
I27,0 (I27)	9	I09,0	3336	9331	-	584,I	9I,96	-	ЗУК-I55	I55	96	26,2	29,5
	I0	I07,0	3676	8992	-	633,5	99,77	-				28,9	32,I
I39,7 (I40)	9	I2I,7	3695	II632	-	792,8	II3,5	-	ЗИК-I78	I78	I0I	29,0	34,4
	I0	II9,7	4075	II253	-	86I,9	I23,4	-				32,0	37,2
	II	II7,7	4448	I0880	-	927,6	I32,8	-				34,9	40,0
Бурильные трубы с приваренными по высаженной части бурильными замками													
ТБПВ (ТУ I4-3-577-77)													
II4,3 (II4)	9	96,3	2977	7284	5I85	4I5,7	72,73	I29,4	ЗШ-II4	I55	98	23,3	26,6
	I0	94,3	3277	6984	5485	449,7	78,68	I34,8				25,7	29,I
I27 (I27,0)	9	I09,0	3336	9331	4983	584,I	9I,96	I38,9	ЗШ-I27	I70	II0	26,2	30,4
	I0	I07,0	3676	8992	5322	633,5	99,77	I46,2				28,9	33,0
ТБПВ (ТУ 39-0I-I0-665-8I)													
89,0 (89)	9	7I,0	2262	3959	4072	I83,2	4I,I8	62,29	ЗШ-I08	I08	80	I7,8	I9,7
	II	67,0	2605	3526	477I	209,I	46,98	67,I0				2I,2	23,0
ТБПК (ТУ I4-3-II87-83)													
II4,3 (II4)	9	96,3	2977	7284	5235	4I5,7	72,73	I25,5	ЗШ-II4	I55	98	23,3	26,7
	I0	94,3	3277	6984	5235	449,7	78,68	I25,5				25,7	28,9
I27,0 (I27)	9	I09,0	3336	9331	5819	584,I	9I,96	I56,5	ЗШ-I27	I70	II0	26,2	30,3
	I0	I07,0	3676	8992	5819	633,5	99,77	I56,5				28,9	32,8

Примечания:

I. При расчете приведенной массы длина труб ТБПВ (ТУ 39-0I-I0-665-8I) принята равной I2,I м, труб ТБПК (ТУ I4-3-II87-83) - $I2,7^{-0,08}$ м.

2. В двух последних графах числовые значения массы (СИ) и веса (техническая система единиц) совпадают.

Приложение 2

Геометрические и массовые (весовые) характеристики бурильных 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)* 1 м трубы, кг (кгс)	Длина трубы с замком, м	Приведенная масса (вес)* 1 м трубы, кг (кгс)	Приведенная плотность (удельный вес), г/см^3 (гс/см^3)
	тела	в месте посадки на клинья		тела	канала		гладкой части	высаженного конца в основной плоскости резьбы	тип	внутренний диаметр, мм				
73	9	I6	55	I8I0	2376	94,48	25,89	28,79	ЗН-95**	32	4,8	9,3	6,4	3,37
									ЗШ-I08	54	4,8	9,3	6,8	3,49
90	9	I6	72	2290	4072	I90,2	42,27	50,4I	ЗЛ-I08***	56	6,6	9,4	7,6	3,I7
I03	9	I5	85	2658	5674	296,2	57,52	72,26	ЗН-I08	56	8,0	9,5	9,2	3,09
II4	I0	I5	94	3267	6940	445,8	78,2I	87,75	ЗН-I40	80	9,6	I2,4	II,2	3,I2
I29	9	I5	III	3393	9677	6I4,2	95,22	II8,3	ЗЛ-I52	95	I0,2	I2,4	I2,2	3,I7
	II	I7	I07	4078	8992	7I5,2	III,0	I29,7	ЗН-I52	95	I2,0	I2,4	I4,0	3,II
I47	9	I5	I29	3902	I3070	9C2,8	I26,9	I6I,I	ЗН-I72	II0	II,7	I2,4	I4,4	3,2I
	II	I7	I25	4700	I2272	I094	I48,6	I77,7	ЗН-I72	II0	I3,9	I2,4	I6,5	3,I5
	I3	20	I2I	5473	II499	I240	I68,7	I99,7	ЗН-I72	II0	I6,I	I2,4	I8,6	3,II
	I5	22	II7	6220	I075I	I372	I86,7	2I2,3	ЗН-I72	II0	I8,2	I2,4	20,6	3,07
	I7	24	II3	6943	I0029	I492	203,0	223,6	ЗН-I72	II0	20,I	I2,4	22,5	3,04
I70	II	I7	I48	5495	I7203	I745	205,3	250,3	ЗН-I97	I27	I6,2	I2,4	I9,2	3,2I

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

** Число обозначает наружный диаметр замкового соединения в мм.

*** Замки типа ЗЛ выполнены с уменьшенными длинами ниппелей и муфт (ТУ 26-02-72-76).

Геометрические и массовые (весовые) характеристики импортных (по стандартам АНИ) бурильных труб

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Площадь поперечного сечения, $см^2$		Осевой момент		Тип высадки	Группа прочности	Тип замкового соединения (ЗС)	Наружный диаметр ЗС, мм	Внутренний диаметр ЗС, мм	Масса (вес) 1 м трубы, кг (кгс)	Приведенная масса (вес) 1 м трубы, кг (кгс)
			тела	канала	инерции поперечного сечения, $см^4$	сопротивления, $см^3$							
60,3 (2 3/8)	7,II	46,I	II89	I668	42,77	I4,I9	IU	E-75	NC26(2 3/8IF)	85,7	44,4	9,9I	I0,4
							IU	X-95	NC26(2 3/8IF)	85,7	44,4	9,9I	I0,4
							IU	G-I05	NC26(2 3/8IF)	85,7	44,4	9,9I	I0,4
73,0 (2 7/8)	5,5I	62,0	II89	30I7	66,96	I8,35	IU	E-75	NC3I(2 7/8IF)	I04,8	54,0	I0,2	I0,9
							IU[X]	X-95	NC3I(2 7/8IF)	I04,8	54,0	I0,2	II,6
							IU[X]	G-I05	NC3I(2 7/8IF)	I04,8	54,0	I0,2	II,6
	7,82	57,4	I602	2584	82,26	23,63	IU[XX]	E-75	NC26(2 3/8IF)	85,7	44,5	I2,8	I3,8
							IU[XX]	E-75	NC3I(2 7/8IF)	I04,8	54,0	I2,8	I4,5
							IU[XX]	X-95	NC26(2 3/8IF)	85,7	44,5	I2,8	I3,9
							IU[XX]	X-95	NC3I(2 7/8IF)	I04,8	54,0	I2,8	I4,6
							IU[XX]	G-I05	NC26(2 3/8IF)	85,7	44,5	I2,8	I3,9
							IU[XX]	G-I05	NC3I(2 7/8IF)	I04,8	54,0	I2,8	I4,6
	9,I9	54,6	I844	2343	95,7I	26,22	IU	E-75	NC3I(2 7/8 IF)	I04,8	54,0	I5,4	I6,I
							IU	X-95	NC3I(2 7/8 IF)	I04,8	50,5	I5,4	I6,2
							IU	G-I05	NC3I(2 7/8 IF)	I04,8	50,5	I5,4	I6,2
							IU	S-I35	NC3I(2 7/8 IF)	III,I	4I,3	I5,4	I6,7
88,9 (3 I/2)	6,45	76,0	I67I	4536	I43,36	32,I3	IU	E-75	NC38	I20,7	76,2	I4,2	I5,3
							IU[X]	X-95	NC38(3 I/2IF)	I20,7	68,3	I4,2	I5,5
							IU[X]	G-I05	NC38(3 I/2IF)	I20,7	68,3	I4,2	I5,5
							IU[X]	S-I35	NC38(3 I/2IF)	I20,7	68,3	I4,2	I5,5
	9,35	70,2	2336	3870	I88,09	42,I6	IU	E-75	NC38(3 I/2 IF)	I20,7	68,3	I9,8	20,6
							IU	X-95	NC38(3 I/2 IF)	I27,0	65,I	I9,8	2I,3
							IU	G-I05	NC38(3 I/2 IF)	I27,0	6I,9	I9,8	2I,4
							IU	S-I35	NC38(3 I/2 IF)	I27,0	54,0	I9,8	2I,5
							IU	S-I35	NC40(4FH)	I36,6	6I,9	I9,8	22,3
	II,40	66,I	2777	3432	2I3,7I	47,90	IU	E-75	NC38(3 I/2 IF)	I27,0	65,I	23,I	24,5
							IU	X-95	NC38(3 I/2 IF)	I27,0	6I,9	23,I	24,6
							IU	G-I05	NC38(3 I/2 IF)	I27,0	54,0	23,I	24,7
							IU	S-I35	NC40(4 FH)	I39,7	57,2	23,I	26,0

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Площадь поперечного сечения, мм²		Осевой момент		Тип насадки	Группа прочности	Тип замкового соединения (ЗС)	Наружный диаметр ЗС, мм	Внутренний диаметр ЗС, мм	Масса (вес) 1 м трубы, кг (кгс)	Приведенная масса (вес) 1 м трубы, кг (кгс)
			тела	канала	инерции поперечного сечения, см⁴	сопротивления, см³							
101,6 (4)	8,38	84,8	2455	5653	268,74	52,90	IU	E-75	НС40(4 РН)	I33,4	7I,4	20,9	22,5
							NC	E-75	НС46(4 IF)	I52,4	82,6	20,9	23,8
							IU	X-95	НС40(4 РН)	I33,4	68,3	20,9	22,6
							NU	X-95	НС46(4 IF)	I52,4	82,6	20,9	23,7
							IU	G-I05	НС40(4 РН)	I39,7	6I,9	20,9	23,3
							NU	G-I05	НС46(4 IF)	I52,4	82,6	20,9	23,7
							IU	S-I35	НС 10(4 РН)	I39,7	50,8	20,9	23,6
							NU	S-I35	НС46(4 IF)	I52,4	76,2	20,9	23,9
II4,3 (4 I/2)	6,88	I00,5	2323	7939	336,26	58,84	IU*	E-75	НС46(4 IF)	I52,4	85,7	20,5	23,3
							NU*	E-75	НС50(4 I/2IF)	I58,8	98,4	20,5	23,0
	8,56	97,2	2843	74I7	400,03	70,00	IU	E-75	4 I/2 РН	I52,4	76,2	24,7	27,0
							NU	E-75	НС50(4 I/2IF)	I6I,9	95,3	24,7	27,0
							IMU*	E-75	НС46(4 IF)	I58,8	82,6	24,7	27,4
							IMU*	E-75	4 I/2 РН	I52,4	76,2	24,7	27,2
							IU	X-95	4 I/2 РН	I52,4	76,2	24,7	27,2
							NU	X-95	НС50(4 I/2 IF)	I6I,9	95,3	24,7	27,0
							IMU*	X-95	НС46(4 IF)	I58,8	76,2	24,7	27,6
							IMU*	X-95	4 I/2 РН	I52,4	76,2	24,7	27,2
							IU	G-I05	4 I/2 РН	I52,4	76,2	24,7	27,2
							NU	G-I05	НС50(4 I/2 IF)	I6I,9	95,3	24,7	27,0
							IMU*	G-I05	НС46(4 IF)	I58,8	76,2	24,7	27,6
							IMU*	G-I05	НС4 I/2РН	I52,4	76,2	24,7	27,2
							IU	S-I35	НС4 I/2РН	I58,8	63,5	24,7	27,8
							NU	S-I35	НС50(4 I/2IF)	I6I,9	88,9	24,7	27,3
							IMU*	S-I35	НС46(4 IF)	I58,8	69,9	24,7	27,6
							IMU*	S-I35	4 I/2 РН	I58,8	63,5	24,7	27,8
	I0,92	92,5	3547	67I4	479,08	83,83	NU	E-75	НС50(4 I/2IF)	I6I,9	92,I	29,8	32,7
							IMU	E-75	4 I/2РН	I52,4	76,2	29,8	32,4
							IMU*	E-75	НС46(4 IF)	I58,8	76,2	29,8	33,0
							NU	X-95	НС50(4 I/2IF)	I6I,9	88,9	29,8	34,4
							IMU	X-95	4 I/2РН	I52,4	63,5	29,8	32,3

Продолжение прил. 3

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Площадь поперечного сечения, мм²		Осевой момент		Тип высадки	Группа прочности	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	инерции поперечного сечения, см⁴	сопротивления, см³							
II4,3(4 I/2)							IEU*	X-95	NC46(4IF)	I58,8	69,9	29,8	33,I
							EU	G-I05	NC50(4 I/2IF)	I6I,9	88,9	29,8	34,4
							IEU	G-I05	4 I/2FH	I52,4	63,5	29,8	32,3
							IEU*	G-I05	NC46(4IF)	I58,8	63,5	29,8	33,4
							EU	S-I35	NC50(4 I/2IF)	I68,3	76,2	29,8	38,4
							IEU*	S-I35	NC46(4IF)	I58,8	57,2	29,8	33,6
I27,0 (5)	7,52	II2,0	2822	9845	505,68	79,64	IEU**	E-75	NC50(4 I/2IF)	I6I,9	95,3	24,2	27,5
							IEU**	X-95	NC50(4 I/2IF)	I6I,9	95,3	24,2	27,8
							IEU**	G-I05	NC50(4 I/2IF)	I6I,9	95,3	24,2	27,8
							IEU**	S-I35	NC50(4 I/2IF)	I6I,9	88,9	24,2	28,5
	9,I9	I08,6	3403	9266	[illegible]93,68	93,49	IEU	E-75	5 I/2FH	I77,8	95,3	29,0	33,4
							IEU*	E-75	NC50(4 I/2IF)	I6I,9	95,3	29,0	3I,3
							IEU	X-95	5 I/2FH	I77,8	95,3	29,0	38,5
							IEU*	X-95	NC50(4 I/2IF)	I6I,9	88,9	29,0	3I,4
							IEU	G-I05	5 I/2FH	I77,8	95,3	29,0	33,5
							IEU*	G-I05	NC50(4 I/2IF)	I65,I	82,6	29,0	32,0
							IEU	S-I35	5 I/2FH	I84,2	88,9	29,0	34,6
							IEU*	S-I35	NC50(4 I/2IF)	I68,3	69,9	29,0	32,9
	I2,70	I0I,6	4560	8I07	75[illegible],93	II8,73	IEU	E-75	5 I/2FH	I77,8	88,9	38,I	42,5
							IEU*	E-75	NC50(4 I/2IF)	I6I,9	88,9	38,I	40,2
							IEU	X-95	5 I/2FH	I77,8	88,9	38,I	42,6
							IEU*	X-95	NC50(4 I/2IF)	I65,I	76,2	38,I	42,2
							IEU	G-I05	5 I/2FH	I84,2	88,9	38,I	43,2
							IEU*	G-I05	NC50(4 I/2IF)	I68,3	69,9	38,I	4I,9
							IEU	S-I35	5 I/2FH	I84,2	82,6	38,I	43,5
I39,7(5 I/2)	7,72	I24,3	3202	I2I27	699,33	I00,I2	IEU**	E-75	5 I/2FH	I77,8	I0I,6	28,6	3I,9
							IEU**	X-95	5 I/2FH	I77,8	I0I,6	28,6	32,I
							IEU**	G-I05	5 I/2FH	I77,8	I0I,6	28,6	32,I
							IEU**	S-I35	5 I/2FH	I77,8	I0I,6	28,6	32,I

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Площадь поперечного сечения, $см^2$		Осевой момент		Тип высадки	Группа прочности	Тип замкового соединения (ЗС)	Наружный диаметр ЗС, мм	Внутренний диаметр ЗС, мм	Масса (вес) 1 м трубы, кг (кгс)	Приведенная масса (вес) 1 м трубы, кг (кгс)
			тела	канала	инерции поперечного сечения, $см^4$	сопротивления, $см^3$							
139,7(5 1/2)	9,17	121,4	3760	11568	804,82	115,22	IEU	E-75	5 1/2 FH	177,8	101,6	32,6	35,7
							IEU*	E-75	5 1/2 FH	187,3	119,1	32,6	36,1
							IEU	X-95	5 1/2 FH	177,8	95,3	32,6	36,1
							IEU	G-105	5 1/2 FH	184,2	88,9	32,6	37,2
							IEU*	G-105	5 1/2 FH	177,8	101,6	32,6	35,7
							IEU*	G-105	5 1/2 FH	187,3	119,1	32,6	36,4
							IEU	S-135	5 1/2 FH	190,5	76,2	32,6	38,5
	10,54	118,6	4277	11051	897,77	128,53	IEU	E-75	5 1/2 FH	177,8	101,6	36,8	40,0
							IEU	X-95	5 1/2 FH	184,2	88,9	36,8	41,5
							IEU	G-105	5 1/2 FH	184,2	88,9	36,8	41,5
							IEU	S-135	5 1/2 FH	190,5	76,2	36,8	42,8
152,4(6)	8,23	135,9	3227	14514	971,62	127,51	IEU**	E-75	5 1/2 IF	187,3	122,2	32,8	35,7
							IEU**	X-95	5 1/2 IF	187,3	122,2	32,8	36,0
							IEU**	G-105	5 1/2 IF	187,3	122,2	32,8	36,0
							IEU**	S-135	5 1/2 IF	187,3	122,2	32,8	36,0
	9,65	133,1	4328	13914	1107,38	145,33	IEU**	E-75	5 1/2 IF	187,3	122,2	37,2	40,0
							IEU**	X-95	5 1/2 IF	187,3	122,2	37,2	40,2
							IEU**	G-105	5 1/2 IF	187,3	122,2	37,2	40,2
							IEU**	S-135	5 1/2 IF	187,3	119,1	37,2	40,2
168,3(6 5/8)	8,38	151,5	4210	18036	1349,59	160,38	IEU	E-75	6 5/8 FH	203,2	127,0	37,5	41,9
							IEU**	X-95	6 5/8 FH	203,2	127,0	37,5	42,5
							IEU**	G-105	6 5/8 FH	203,2	127,0	37,5	42,5
							IEU**	S-135	6 5/8 FH	203,2	127,0	37,5	42,5

Примечания:

1. Звездочками отмечены трубы, сведения о которых взяты из проспектов фирмы "Маннесманн" (1980):
   * Труба имеет частичные для данного типоразмера (группа прочности, толщина стенки или тип замка) отличия от стандарта АНИ (API RP 7G, 1976).
   Трубы данного типоразмера не приводятся в стандарте АНИ (API RP 7G, 1976).
2. Численные значения массы (СИ) и веса (техническая система единиц) в двух последних графах совпадают.

Предельные растягивающие нагрузки и крутящие моменты для стальных бурильных труб отечественного производства при равномерном поверхностном износе по классам

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, 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
I класс											
60,3	7	436,5 (44,54)	574,3 (58,6I)	63I,8 (64,47)	746,8 (76,I9)	86I,5 (87,9I)	6039 (6I6,2)	7946 (8I0,8)	874I (89I,9)	I0330 (I054)	I2I9 (I2I6)
	9	540,2 (55,I2)	7I0,7 (72,52)	78I,8 (79,76)	924,0 (94,28)	I066 (I08,8)	70I5 (7I5,8)	9230 (94I,8)	I0I53 (I036)	II999 (I224)	I3845 (I4I3)
72,0	6	470,3 (47,99)	6I8,8 (63,I5)	680,7 (69,46)	804,5 (82,09)	928,2 (94,72)	84I6 (858,7)	II073 (II30)	I2I8I (I243)	I4400 (I469)	I66II (I695)
	7	540,5 (55,I5)	7II,2 (72,57)	782,3 (79,83)	924,6 (94,04)	I067 (I08,9)	94I5 (960,7)	I2389 (I264)	I3627 (I39I)	I6I05 (I643)	I8583 (I096)
	8	608,4 (62,08)	800,5 (8I,68)	880,5 (89,85)	I04I (I06,2)	I20I (I22,5)	I03I8 (I05[illegible])	I3577 (I385)	I4934 (I524)	I765[illegible] (I80I)	20365 (2078)
	9	673,9 (68,[illegible]6)	886,7 (90,48)	9[illegible]5,[illegible] (89,53)	II53 (II7,6)	I330 (I35,7)	III3I (II36)	I4646 (I494)	I6III (I644)	I9040 (I953)	2I969 (2242)
	II	797,9 (8I,42)	I050 (I07,I)	II[illegible]4 (II[illegible],8)	I365 (I39,3)	I575 (I60,7)	I25I0 (I277)	I646I (I680)	I8I07 (I848)	2I399 (2I04)	24692 (2520)
89,0	6	582,6 (59,45)	766,6 (78,23)	843,3 (86,05)	996,6 (I0I,7)	II50 (II7,3)	I3087 (I335)	I72I9 (I757)	I894I (I933)	22385 (2284)	25829 (2636)
	7	67I,5 (68,52)	883,6 (90,I6)	972,0 (99,I8)	II49 (II7,2)	I325 (I35,2)	I4753 (I505)	I94II (I98I)	2I353 (2I79)	25235 (2575)	29II7 (2971)
	8	758,I (77,4)	997,5 (I0I,8)	I097 (II2,0)	I297 (I32,3)	I496 (I52,7)	I629I (I662)	2I436 (2I87)	23579 (2406)	27866 (2843)	32I63 (3281)
	9	842,3 (85,95)	II08 (II3,I)	I2I9 (I24,4)	I44I (I47,0)	I663 (I69,6)	I7707 (I807)	23299 (2377)	25629 (26I5)	30289 (309I)	34949 (3566)
	II	I004 (I02,4)	I32I (I34,8)	I453 (I48,3)	I7I7 (I75,2)	I98I (202,2)	20203 (206I)	26582 (27I2)	2824I (2884)	3456[illegible] (3526)	39874 (4069)

Продолжение прил. 4

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, 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
101,6	7	774,7 (79,05)	1019 (104,0)	1121 (114,4)	1325 (135,2)	1529 (156,0)	19807 (2021)	26062 (2659)	28668 (2925)	33880 (3457)	39093 (3989)
	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	975,0 (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)	25853 (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)	25680 (2618)	33764 (3445)	37140 (3790)	43893 (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)	1766 (180,2)	2087 (213,0)	2408 (245,8)	33834 (3452)	44518 (4543)	48970 (4997)	57873 (5905)	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 (7298)
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)	63703 (6500)
	8	1114 (113,7)	1466 (149,5)	1612 (164,5)	1905 (194,4)	2198 (224,3)	36013 (3675)	47365 (4835)	52123 (5319)	61600 (6286)	71077 (7253)
	9	1242 (126,8)	1635 (166,8)	1798 (183,5)	2125 (216,9)	2452 (250,2)	39552 (4036)	52043 (5310)	57247 (5842)	67655 (6904)	78064 (7966)
	10	1359 (139,7)	1801 (183,8)	1981 (202,2)	2341 (238,9)	2702 (275,7)	42803 (4378)	56451 (5760)	62096 (6336)	73396 (7498)	84676 (8640)
139,7	8	1233 (125,8)	1622 (165,5)	1784 (182,0)	2108 (215,1)	2433 (248,2)	44342 (4525)	58345 (5954)	64180 (6549)	75849 (7740)	87518 (8930)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, кН (тс)					Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, Нм (кгс·м)				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
139,7	9	1376 (140,4)	1811 (184,8)	1992 (203,2)	2354 (240,2)	2716 (277,2)	48808 (4980)	64222 (6553)	70644 (7209)	83488 (8519)	96333 (9839)
	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)	125292 (12784)	144556 (14751)
	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 (45,65)	492,1 (50,22)	581,6 (59,35)	671,1 (68,48)	4652 (474,7)	6121 (624,6)	6733 (687,0)	7957 (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)	6969 (713,2)	7688 (784,5)	9087 (927,1)	10483 (1070)
70,6	4,8	369,5 (37,71)	486,2 (49,61)	534,8 (54,57)	632,1 (64,50)	729,3 (74,42)	6576 (671,1)	8653 (883,0)	9518 (971,3)	11249 (1148)	12980 (1324)
70,2	5,6	423,2 (43,19)	556,9 (56,83)	612,6 (62,51)	724,0 (73,87)	835,3 (85,24)	7318 (746,7)	9628 (982,5)	10591 (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)	758,3 (77,38)	896,2 (91,45)	1034 (105,5)	8545 (871,9)	11243 (1147)	12367 (1262)	14616 (1491)	16864 (1721)
68,6	8,8	615,7 (62,82)	810,1 (82,66)	891,1 (90,93)	1053 (107,5)	1215 (124,0)	9465 (965,9)	12454 (1271)	13700 (1398)	16191 (1652)	18682 (1907)
86,6	4,8	459,4 (46,87)	604,4 (61,68)	664,9 (67,84)	785,7 (80,18)	906,6 (92,51)	10281 (1049)	13528 (1380)	14881 (1518)	17586 (1795)	20292 (2071)
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 (1550)	16708 (1705)	19746 (2015)	22784 (2325)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, 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	584,5 (60,66)	762,3 (79,82)	860,5 (87,80)	1017 (103,8)	1173 (119,7)	12692 (1295)	16700 (1704)	19370 (1875)	21710 (2215)	25050 (2556)
85,4	7,2	658,7 (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 (2766)
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 (2290)	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 (2088)	22511 (2297)	26604 (2715)	30697 (3132)
98,4	6,4	688,9 (70,29)	906,4 (92,49)	997,0 (101,7)	1178 (120,2)	1360 (138,7)	17188 (1754)	22615 (2308)	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)	19892 (1907)	24595 (2510)	27054 (2761)	31973 (3263)	36892 (3764)
97,6	8,0	838,6 (85,57)	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 (70,80)	912,9 (93,15)	1004 (102,5)	1187 (121,1)	1369 (139,7)	20201 (2061)	26561 (2712)	29239 (2984)	34555 (3526)	39871 (4069)
111,1	6,4	783,9 (79,99)	1032 (105,3)	1135 (115,8)	1341 (136,8)	1547 (157,9)	22413 (2287)	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 (3285)	35420 (3614)	41860 (4271)	48300 (4929)
110,3	8,0	957,5 (97,70)	1260 (128,6)	1386 (141,4)	1638 (167,1)	1890 (192,8)	26386 (2692)	34717 (3543)	38189 (3897)	45132 (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)	48183 (4915)	55573 (5671)
124,2	6,6	777,0 (79,29)	1022 (104,3)	1125 (114,8)	1329 (135,6)	1534 (156,5)	25480 (2598)	33500 (3418)	36850 (3760)	43550 (4444)	50250 (5126)
123,8	8,4	979,0 (89,70)	1287 (118,0)	1272 (129,8)	1504 (153,4)	1735 (177,0)	28835 (2941)	37923 (3804)	41711 (4165)	49287 (4946)	56924 (5727)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, 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
I23,4	7,2	978,8 (99,88)	I288 (I3I,4)	I4I7 (I44,6)	I674 (I70,3)	I932 (I97,I)	3I036 (3I67)	40837 (4I67)	4492I (4584)	53088 (54I7)	6I256 (625I)
I23,0	8,0	I076 (I09,8)	I4I6 (I44,5)	I558 (I59,0)	I84I (I87,9)	2I24 (2I6,8)	33569 (3425)	44I70 (4507)	48587 (4958)	5742I (5859)	66255 (676I)
I36,5	6,4	974,I (99,40)	I282 (I30,8)	I4I0 (I43,9)	I666 (I70,0)	I923 (I96,2)	34954 (3567)	45992 (4693)	5059I (5I62)	59790 (6I0I)	68988 (7040)
I36,I	7,2	I086 (II0,8)	I429 (I45,8)	I572 (I60,4)	I857 (I89,5)	2I43 (2I8,7)	38384 (39I7)	50506 (5I54)	55556 (5669)	65658 (6700)	75759 (7730)
I35,7	8,0	II95 (I22,0)	I573 (I60,5)	I730 (I76,5)	2044 (208,6)	2359 (240,7)	4I625 (4247)	54769 (5589)	60246 (6I48)	7I200 (7265)	82I54 (8383)
I35,3	8,8	I302 (I32,9)	I7I4 (I74,9)	I885 (I92,3)	2228 (227,3)	2570 (262,3)	4468I (4559)	5879I (5999)	64670 (6599)	76428 (7799)	88I86 (8899)
I64,7	7,2	I327 (I35,4)	I746 (I78,I)	I920 (I95,9)	2269 (23I,6)	26I8 (267,2)	57804 (5898)	76057 (776I)	83663 (8537)	98875 (I0089)	II4086 (II64I)
I64,3	8,0	I463 (I49,3)	I925 (I96,4)	2II7 (2I6,I)	2502 (255,3)	2887 (294,6)	62956 (6424)	82836 (8453)	9II20 (9298)	I07687 (I0988)	I24254 (I2679)
III класс											
55,4	4,55	270,7 (27,62)	356,2 (36,34)	39I,8 (39,98)	463,0 (47,25)	534,2 (54,5I)	3676 (375,I)	4837 (493,6)	532I (543,0)	6286 (64I,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)	4I45 (422,9)	5453 (556,5)	5999 (6I2,I)	7089 (723,4)	8I80 (834,7)
68,8	3,90	296,I (30,22)	389,6 (39,76)	428,6 (43,73)	506,5 (5I,69)	584,4 (59,64)	5252 (535,9)	69II (705,2)	7602 (775,7)	8984 (9I6,7)	I0366 (I058)
68,I	4,55	338,3 (34,52)	445,I (45,42)	489,6 (49,96)	578,6 (59,05)	667,7 (68,I3)	582I (594,0)	7659 (78I,6)	8425 (859,7)	9957 (I0I6)	II489 (II72)
67,4	5,20	378,4 (38,6I)	497,9 (50,8I)	547,7 (55,89)	647,3 (66,05)	746,8 (76,2I)	63I4 (644,3)	8308 (847,8)	9I39 (932,5)	I0800 (II02)	I2462 (I272)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, 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
66,7	5,85	416,5 (42,50)	548,0 (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)
65,3	7,15	486,4 (49,64)	640,0 (65,31)	704,0 (71,84)	832,0 (84,90)	960,0 (97,96)	7381 (763,2)	9712 (951,0)	10683 (1090)	12626 (1288)	14568 (1487)
84,8	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)
84,1	4,55	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)
83,4	5,20	475,7 (48,54)	626,0 (63,87)	688,6 (70,26)	813,8 (83,04)	939,0 (95,81)	10114 (1032)	13308 (1358)	14639 (1494)	17301 (1765)	19963 (2037)
82,7	5,85	526,0 (53,67)	692,1 (70,62)	761,3 (77,68)	899,7 (91,80)	1038 (105,9)	10906 (1113)	14350 (1464)	15785 (1611)	18655 (1904)	21525 (2196)
81,3	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)	20906 (2133)	24122 (2461)
96,7	4,55	490,5 (50,05)	645,4 (65,86)	710,0 (72,45)	839,1 (85,62)	968,2 (98,79)	12465 (1272)	16401 (1674)	18042 (1841)	21322 (2176)	24602 (2510)
96,0	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)
95,3	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)
94,6	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	4,55	558,1 (56,95)	734,4 (74,94)	807,8 (82,43)	954,7 (97,42)	1102 (112,4)	16221 (1655)	21344 (2178)	23478 (2396)	27747 (2831)	32016 (3267)
108,7	5,20	629,7 (64,25)	828,5 (84,54)	911,3 (92,99)	1077 (109,9)	1243 (126,8)	17958 (1832)	23629 (2411)	25992 (2652)	30718 (3134)	35443 (3617)
108,7	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)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, 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
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 (3109)	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)	29468 (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)	30798 (3143)	40524 (4135)	44576 (4549)	52681 (5376)	60785 (6203)
132,7	6,50	959,7 (97,93)	1263 (128,9)	1389 (141,7)	1642 (167,5)	1894 (193,3)	33338 (3402)	43866 (4476)	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 (6790)	73199 (7469)	86508 (8827)	99817 (10185)

Приложение 5

Предельные растягивающие нагрузки и крутящие моменты для алюминиевых бурильных 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	585,2 (59,72)	9666 (986,4)	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	766,1 (78,38)	17016 (1736)	89,4	7,2	601,3 (61,36)	13220 (1349)	85,8	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)	16752 (1709)	95,8	5,4	496,0 (50,61)	12257 (1251)
114,0	10	1057 (107,8)	29207 (2980)	110,0	8,0	829,0 (84,60)	22775 (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	1035 (105,6)	32351 (3301)	120,2	6,6	761,7 (77,73)	23688 (2417)
147,0	9	1262 (128,8)	47391 (4836)	143,4	7,2	996,3 (101,7)	37310 (3807)	139,8	5,4	737,4 (75,24)	27548 (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	10,0	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)	75792 (7734)	140,2	13,6	1749 (178,5)	58394 (5958)	133,4	10,2	1277 (130,3)	42222 (4308)
170	11	1777 (181,3)	76649 (7821)	165,6	8,8	1402 (143,0)	60273 (6150)	161,2	6,6	1037 (105,8)	44453 (4536)

Предельные растягивающие нагрузки и крутящие моменты для импортных (по стандартам АНИ) бурильных труб при равномерном поверхностном износе 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	G-105	S-135	Е-75	Х-95	G-105	S-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)	13867(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	862,9(88,05)	1094 (111,6)	1208 (123,3)	1554(158,5)	19164(1965)	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(3593)	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(4508)	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)	58456(5965)	75168(7670)
	10,92	1832 (186,9)	2322 (236,9)	2565 (261,7)	3298(336,6)	49992(5101)	63367(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)	85520(8727)
	9,19	1757 (179,2)	2227 (227,2)	2460 (251,0)	3163(322,8)	58756(5689)	70673(7212)	78079(7967)	100402(10245)
	12,70	2356 (240,3)	2985 (304,6)	3298 (336,6)	4241(432,8)	70805(7225)	89749(9158)	99153(10118)	127502(13010)
139,7(5 1/2)	7,72	1663 (168,7)	2095 (213,8)	2315 (236,2)	2977(303,8)	59707(6093)	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(10953)	138026(14084)
152,4(6)	8,23	1925 (196,4)	2440 (249,0)	2696 (275,1)	3767(353,7)	76041(7759)	96396(9835)	106486(10866)	136931(13973)
	9,65	2235 (228,1)	2833 (289,1)	3130 (319,4)	4025(410,7)	86665(8843)	109853(11209)	121364(12384)	156064(15925)
168,3(6 5/8)	8,38	2174 (221,9)	2756 (281,2)	3045 (310,7)	3916(399,5)	95643(9760)	121233(12371)	133937(13667)	172230(17575)
II класс									
57,5	5,69	477,8(48,75)	605,6 (61,79)	669,0 (68,27)	860,3(87,79)	6510(664,3)	8252 (842,1)	9117(930,3)	11723(1196)
70,8	4,41	474,8(48,45)	601,8 (61,41)	664,9 (67,85)	855,0(87,25)	8971(874,5)	10864 (1109)	12002(1225)	15433(1575)

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	G -105	S-135	Е-75	Х-95	G-105	S-135
69,9	6,26	645,7(65,89)	819,5(83,52)	904,3(92,27)	1163 (118,7)	1090 (111)	1381 8(1410)	15266(1558)	19630(2003)
69,3	7,35	739,2(75,43)	937,0(95,62)	1035 (105,6)	1381 (135,8)	11989(1223)	15196(1551)	16789(1713)	21589(2203)
66,3	5,16	679,5(69,33)	861,3(87,89)	951,5(97,10)	1224 (124,9)	15028(1534)	19049(1944)	21045(2147)	27062(2761)
65,2	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(5553)	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)	65952(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)	84068(8580)	108130(11034)
149,1	6,58	1523 (155,4)	1930 (196,9)	2132 (217,6)	2742 (279,8)	60003(6123)	76087(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(10798)	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	562,3(57,40)	713,1(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)			
		E-75	X-95	G-I05	S-I35	E-75	X-95	G-I05	S-I35
84,I	4,03	523,5(53,4I)	663,5(67,7I)	733,0(74,80)	942,6(96,I9)	II543(II78)	I463I(I493)	I6I64(I649)	20786(2I2I)
8I,9	5,84	72I,0(73,57)	9I3,9(93,26)	I0I0 (I03,0)	I298 (I32,5)	I4785(I509)	I874I(I9I2)	20704(2II3)	26624(27I7)
80,3	7,I2	846,5(86,38)	I073 (I09,5)	II85 (I2I,0)	I524 (I55,5)	I646I(I680)	20866(2I29)	23052(2352)	29643(3025)
95,3	5,24	765,5(78,II)	970,3(99,00)	I072 (I09,4)	I378 (I40,7)	I8874(I926)	23924(244I)	2643I(2697)	33968(3468)
I09,I	4,30	73I,4(74,64)	927,I(94,6I)	I024 (I04,5)	I3I7 (I34,4)	2I300(2I74)	27000(2755)	29829(3044)	38357(39I4)
I07,9	5,35	890,0(90,82)	II28 (II5,I)	I246 (I27,2)	I608 (I63,5)	25I04(2562)	3I82I(3247)	35I55(3587)	45206(46I3)
I06,I	6,82	I099 (II2,2)	I394 (I42,2)	I540 (I57,I)	I980 (202,0)	29624(3023)	37550(3832)	4I484(4233)	53345(5443)
I2I,4	4,70	889,6(90,78)	II28 (II5,I)	I246 (I27,I)	I602 (I63,5)	28846(2944)	36564(373I)	40396(4I22)	5I945(530I)
I20,I	5,74	I066 (I08,8)	I35I (I37,9)	I493 (I52,3)	I9I9 (I95,8)	33588(3427)	42574(4344)	47035(4800)	60483(6I72)
II7,5	7,94	I4II (I43,9)	I788 (I82,5)	I976 (20I,6)	2540 (258,2)	4I8I2(4266)	52998(5408)	58552(5975)	75293(7683)
I33,9	4,82	I0II (I03,I)	I28I (I30,7)	I4I5 (I44,4)	I820 (I85,7)	3635I(3709)	46076(4702)	50905(5I94)	65459(6679)
I32,8	5,73	II82 (I20,6)	I498 (I52,9)	I655 (I68,9)	2I28 (2I7,2)	4I572(4242)	52695(5377)	582I7(5940)	7486I(7639)
I3I,8	6,59	I398 (I36,6)	I696 (I73,I)	I874 (I9I,2)	24I0 (245,9)	46080(4702)	58408(5960)	64529(6585)	82978(8467)
I46,2	5,I4	II77 (I20,I)	I492 (I52,3)	I649 (I68,3)	2I20 (2I6,4)	46329(4727)	58725(5992)	64878(6620)	83428(85I3)
I45,2	6,03	I36I (I38,9)	I726 (I76,I)	I907 (I94,6)	2452 (250,2)	52509(5358)	66558(6792)	73533(7503)	94587(9649)
I62,0	5,24	I332 (I35,9)	I689 (I72,3)	I866 (I90,4)	2399 (244,8)	584I2(5960)	74040(7556)	8I799(8347)	I05I85(I0738)

Предельное наружное и внутреннее давления для стальных бурильных труб отечественного производства

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление, МПа (кгс/мм²)					Наружное давление, МПа (кгс/мм²)				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
60,3	7	75,68(7,72)	99,54(I0,I6)	I09,5(II,I7)	I29,4(I3,20)	I49,3(I5,24)	72,07(7,35)	94,I8(9,6I)	I03,3(I0,54)	I2I,3(I2,38)	I39,3(I4,I8)
	9	97,27(9,93)	27,99(I3,06)	I40,8(I4,37)	I66,4(I6,98)	I92,0(I9,59)	96,08(9,80)	I26,0(I2,86)	I38,5(I4,I3)	I53,2(I6,65)	I87,7(I9,I6)
73,0	6	53,56(5,47)	70,48(7,I9)	77,53(7,9I)	9I,62(9,35)	I05,7(I0,79)	47,05(4,80)	60,60(6,I8)	66,0I(6,74)	76,38(7,79)	86,II(8,79)
	7	62,49(6,38)	82,23(8,39)	90,45(9,23)	I06,9(I0,9I)	I23,3(I2,59)	57,27(5,84)	74,39(7,59)	8I,36(8,30)	94,29(9,69)	I08,I(II,03)
	8	7I,42(7,29)	93,97(9,59)	I03,4(I0,55)	I22,2(I2,47)	I4I,0(I4,38)	67,33(6,87)	87,86(8,97)	96,30(9,83)	II2,3(II,52)	I29,2(I3,I9)
	9	80,35(8,20)	I06,7(I0,79)	II8,3(II,87)	I37,4(I4,02)	I58,6(I6,I8)	77,30(7,89)	I0I,I(I0,32)	III,0(II,32)	I30,5(I3,3I)	I49,7(I5,28)
	II	98,20(I0,02)	I29,2(I3,I8)	I42,I(I4,50)	I68,0(I7,I4)	I93,8(I9,78)	97,II(9,9I)	I27,4(I3,00)	I40,0(I4,28)	I65,0(I6,83)	I89,8(I9,37)
89,0	6	43,93(4,48)	57,8I(5,90)	63,59(6,49)	75,I5(7,67)	86,7I(8,85)	35,74(3,65)	45,I2(4,60)	48,69(4,97)	55,24(5,64)	60,97(6,22)
	7	5I,26(5,23)	67,44(6,88)	74,I9(7,57)	87,68(8,96)	I0I,2(I0,32)	44,38(4,53)	56,96(5,8I)	6I,94(6,32)	7I,43(7,29)	80,22(8,I9)
	8	58,58(5,98)	77,08(7,87)	84,79(8,65)	I00,2(I0,22)	II5,6(II,80)	52,82(5,39)	68,40(6,98)	74,70(7,62)	86,93(8,87)	98,63(I0,06)
	9	65,90(6,72)	86,7I(8,85)	95,38(9,73)	II2,7(II,50)	I30,I(I3,28)	6I,I2(6,24)	79,57(8,I2)	87,I0(8,89)	I0I,9(I0,40)	II6,3(II,67)
	II	80,55(8,22)	I06,0(I0,8I)	II6,6(II,90)	I37,8(I4,06)	I59,0(I6,22)	77,53(7,9I)	I0I,4(I0,35)	III,3(II,36)	I30,9I(I3,35)	I50,2(I5,33)
I0I,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,I5)	57,4I(5,86)	63,54(6,48)
	8	5I,3I(5,24)	67,52(6,89)	74,27(7,58)	87,78(8,96)	I0I,3(I0,33)	44,44(4,54)	57,05(5,82)	62,05(6,33)	7I,55(7,30)	80,37(8,20)
	9	57,73(5,89)	75,96(7,75)	83,56(8,53)	98,75(I0,08)	II3,9(II,63)	5I,84(5,29)	67,09(6,85)	73,24(7,47)	85,I6(8,69)	96,53(9,85)
	I0	64,I4(6,55)	84,40(8,6I)	92,84(9,47)	I09,7(II,20)	I26,6(I2,92)	59,I4(6,03)	76,90(7,85)	84,I5(8,59)	98,34(I0,03)	II2,I(II,44)
II4,3	7	39,9I(4,07)	52,52(5,36)	57,77(5,89)	68,27(6,97)	78,77(8,04)	30,87(3,I5)	38,40(3,92)	4I,I8(4,20)	46,09(4,70)	50,2I(5,I2)
	8	45,8I(4,65)	60,02(6,I2)	66,02(6,74)	78,02(7,96)	90,03(9,I9)	37,74(3,85)	47,87(4,88)	5I,78(5,28)	59,0I(6,02)	65,44(6,68)
	9	5I,3I(5,24)	67,52(6,89)	74,27(7,58)	87,78(8,96)	I0I,3(I0,33)	44,44(4,54)	57,05(5,82)	62,05(6,33)	7I,55(7,30)	80,37(8,20)
	I0	57,02(5,82)	75,02(7,66)	82,52(8,42)	97,53(9,95)	II2,5(II,48)	5I,03(5,2I)	65,98(6,73)	72,0I(7,35)	83,67(8,54)	94,77(9,67)
	II	62,72(6,40)	82,52(8,42)	90,78(9,26)	I07,3(I0,95)	I23,8(I2,63)	57,52(5,87)	74,74(7,63)	8I,74(8,34)	95,44(9,74)	I08,7(II,09)
I27,0	7	35,92(3,67)	47,26(4,82)	5I,99(5,3I)	6I,44(6,27)	70,90(7,23)	25,95(2,65)	3I,64(3,23)	33,64(3,43)	37,04(3,78)	39,76(4,06)
	8	4I,05(4,I9)	54,02(5,5I)	59,42(6,06)	70,22(7,I7)	8I,02(8,27)	32,26(3,29)	40,32(4,II)	43,32(4,42)	48,69(4,97)	53,25(5,43)
	9	46,I8(4,7I)	60,77(6,20)	66,84(6,82)	79,00(8,06)	9I,I5(9,30)	38,42(3,92)	48,80(4,98)	52,82(5,39)	60,28(6,I5)	66,95(6,83)
	I0	5I,3I(5,24)	67,52(6,89)	74,27(7,58)	87,78(8,96)	I0I,3(I0,33)	44,44(4,54)	57,05(5,82)	62,05(6,33)	7I,55(7,30)	80,37(8,20)
I39,7	8	37,32(3,8I)	49,II(5,0I)	54,02(5,5I)	63,84(6,5I)	73,66(7,52)	27,69(2,83)	34,02(3,47)	36,28(3,70)	40,20(4,I0)	43,38(4,43)
	9	4I,98(4,28)	55,24(5,64)	60,77(6,20)	7I,82(7,33)	82,87(8,46)	33,39(3,4I)	4I,88(4,27)	45,07(4,60)	50,82(5,I9)	55,75(5,69)
	I0	46,65(4,76)	6I,38(6,26)	67,52(6,89)	79,80(8,I4)	92,07(9,40)	38,97(3,98)	49,56(5,06)	53,67(5,48)	6I,32(6,26)	68,I9(6,96)
	II	5I,3I(5,24)	67,52(6,89)	74,27(7,58)	87,78(8,96)	I0I,3(I0,33)	44,44(4,54)	57,05(5,82)	62,05(6,33)	7I,55(7,30)	80,37(8,20)
I46,0	8	35,7I(3,64)	46,99(4,79)	5I,68(5,27)	6I,08(6,23)	70,48(7,I9)	25,69(2,62)	3I,28(3,I9)	33,24(3,39)	36,57(3,73)	39,22(4,00)
	9	40,I7(4,I0)	52,86(5,39)	58,I5(5,93)	68,72(7,0I)	79,29(8,09)	3I,I9(3,I8)	38,84(3,96)	4I,67(4,25)	46,69(4,76)	50,9I(5,I9)
	I0	44,64(4,55)	58,73(5,99)	64,6I(6,59)	76,35(7,79)	88,I0(8,99)	36,58(3,73)	46,27(4,72)	49,99(5,I0)	56,82(5,80)	62,84(6,4I)
	II	49,I0(5,0I)	64,6I(6,59)	7I,07(7,25)	83,99(8,57)	96,9I(9,89)	4I,86(4,27)	53,52(5,46)	58,I0(5,93)	66,74(6,8I)	74,63(7,62)
I68,3	9	34,85(3,56)	45,86(4,68)	50,44(5,I5)	59,6I(6,06)	68,78(7,02)	24,62(2,5I)	29,82(3,04)	3I,62(3,23)	34,65(3,54)	37,05(3,78)
	I0	36,72(3,95)	48,48(5,20)	56,05(5,72)	66,24(6,76)	76,43(7,80)	29,42(3,00)	36,40(3,7I)	38,93(3,97)	43,38(4,43)	47,06(4,80)

Приложение 8

Предельные наружное и внутреннее давления для алюминиевых бурильных труб

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление, МПа (кгс/мм^2)	Наружное давление, МПа (кгс/мм^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(5,05)	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)

Приложение 9

Предельные наружное и внутреннее давления для импортных (по стандартам АПИ) бурильных труб

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление, МПа (кгс/см^2)				Наружное давление, МПа (кгс/см^2)			
		Е-75	Х-95	G-105	S-135	Е-75	Х-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[*] (19,58)	107,6 (10,98)	136,2 (13,90)	150,6 (15,37)	176,9[*] (18,05)
73,0 (2 7/8)	5,51	68,3 (6,97)	86,5 (8,83)	95,6 (9,76)	122,9[*] (12,54)	72,2 (7,37)	89,1 (9,09)	96,6 (9,86)	88,4[*] (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)	159,3 (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 (9,93)	123,3 (12,58)	136,2 (13,90)	175,1 (17,87)
	11,40	116,1 (22,85)	147,1 (15,01)	162,5 (16,58)	209,0 (21,33)	115,6 (11,80)	146,5 (14,95)	161,9 (16,52)	208,2 (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[*] (7,04)	76,2[*] (7,77)	98,0[*] (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)	96,3 (9,72)	115,8 (11,82)
	10,92	86,5 (8,83)	109,6 (11,18)	121,1 (12,36)	155,7 (15,89)	89,4 (9,12)	113,2 (11,55)	125,1 (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)	162,9 (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	60,0 (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)

[*] Предельные наружное и внутреннее давления рассчитаны по формулам (42), (43) настоящей инструкции в связи с отсутствием данных в стандартах АПИ 1976–1979 гг.

Предельные осевые нагрузки в клиновом захвате на стальные бурильные 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	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
60,3	7	392,9(40,1)	5I6,9(52,7)	568,6(58,0)	672,0(68,6)	775,4(79,1)	402,9(4I,I)	530,2(54,I)	583,2(59,5)	680,2(70,3)	795,3(8I,2)
	9	488,0(49,8)	642,I(65,5)	706,3(72,I)	834,7(85,2)	963,2(98,3)	500,I(5I,0)	658,0(67,I)	723,8(73,9)	855,4(87,3)	987,0(I00,7)
73,0	6	4I2,7(42,I)	543,0(55,4)	597,3(6I,0)	705,9(72,0)	8I4,5(83,I)	425,7(43,4)	560,2(57,2)	6I6,2(62,9)	728,2(74,3)	840,3(85,7)
	7	475,2(48,5)	625,2(63,8)	687,7(70,2)	8I2,8(82,9)	937,8(95,7)	490,0(50,0)	644,7(65,8)	709,2(72,4)	838,I(85,5)	967,I(98,7)
	8	535,8(54,7)	705,0(7I,9)	775,5(79,I)	9I6,5(93,5)	I057 (I07,9)	552,3(56,4)	726,7(74,2)	799,3(8I,6)	944,7(96,4)	I090(III,2)
	9	594,6(60,7)	782,4(79,8)	860,6(87,8)	I0I7(I03,8)	II74(II9,7)	6I2,6(62,5)	806,I(82,3)	886,7(90,5)	I048(I06,9)	I209(I23,4)
	II	706,6(72,I)	929,8(94,9)	I023(I04,4)	I209(I23,3)	I395(I42,3)	727,4(74,2)	967,I(97,7)	I052(I07,4)	I244(I27,0)	I436(I46,5)
89,0	6	496,7(50,7)	653,6(66,7)	7I9,0(73,4)	849,7(86,7)	980,4(I00,0)	5I5,7(52,6)	678,6(69,2)	746,5(76,2)	882,2(90,0)	I0I8(I03,9)
	7	573,6(58,5)	754,7(77,0)	830,I(84,7)	98I,I(I00,I)	II32(II5,5)	595,3(60,7)	783,2(79,9)	86I,6(87,9)	I0I8(I03,9)	II75(II9,9)
	8	648,7(66,2)	853,5(87,I)	938,8(95,8)	II09(II3,2)	I280(I30,6)	672,9(68,7)	885,5(90,4)	974,0(99,4)	II5I(II7,5)	I328(I35,5)
	9	722,0(73,7)	950,0(96,9)	I045(I06,6)	I236(I26,0)	I425(I45,4)	748,8(76,5)	985,2(I00,5)	I083(II0,6)	I28I(I30,7)	I478(I50,8)
	II	863,5(88,I)	II36(II5,9)	I250(I27,5)	I477(I50,7)	I704(I73,9)	894,7(9I,3)	II77(I20,I)	I295(I32,I)	I530(I56,2)	I766(I80,2)
I0I,6	7	647,2(66,0)	85I,5(86,9)	936,7(95,6)	II07(II3,0)	I277(I30,3)	675,0(68,9)	888,I(90,6)	976,9(99,7)	II64(II7,8)	I332(I35,9)
	8	733,I(74,8)	964,6(98,4)	I06I(I08,3)	I254(I28,0)	I447(I47,6)	764,3(78,0)	I006(I02,6)	II06(II2,9)	I367(I33,4)	I508(I53,9)
	9	8I7,3(83,4)	I075(I09,7)	II83(I20,7)	I398(I42,7)	I6I3(I64,6)	85I,8(86,9)	II20(II4,4)	I233(I25,8)	I457(I48,7)	I68I(I7I,5)
	I0	900,0(9I,8)	II84(I20,8)	I302(I32,9)	I539(I57,I)	I776(I8I,2)	937,5(95,7)	I233(I25,9)	I367(I38,5)	I604(I63,6)	I850(I88,8)
II4,3	7	7I8,2(73,3)	945,0(96,4)	I039(I06,I)	I228(I25,4)	I4I7(I44,6)	752,6(76,8)	990,2(I0I,0)	I089(III,I)	I287(I3I,4)	I485(I5I,6)
	8	8I4,5(83,I)	I072(I09,4)	II79(I20,3)	I393(I42,2)	I608(I64,0)	853,2(87,I)	II23(II4,6)	I235(I26,0)	I459(I48,9)	I684(I7I,8)
	9	909,3(92,8)	II96(I22,I)	I3I6(I34,3)	I555(I58,7)	I795(I83,I)	952,I(97,2)	I252(I27,9)	I378(I40,6)	I629(I66,2)	I879(I9I,7)
	I0	I002(I02,3)	I3I9(I34,6)	I45I(I48,0)	I7I5(I75,0)	I979(20I,9)	I049(I07,I)	I38I(I40,9)	I5I9(I55,0)	I795(I83,I)	2071(2II,3)
	II	I094(III,6)	I439(I46,9)	I563(I6I,6)	I87I(I90,9)	2I59(220,3)	II45(II6,8)	I506(I53,7)	I657(I69,I)	I958(I99,8)	2259(230,5)
I27,0	7	786,2(80,2)	I034(I05,6)	II38(II6,I)	I345(I37,2)	I552(I58,3)	827,6(84,4)	I089(III,I)	II98(I22,2)	I4I6(I44,4)	I633(I66,7)
	8	892,5(9I,I)	II74(II9,8)	I292(I3I,8)	I527(I55,8)	I762(I79,7)	939,I(95,8)	I236(I26,I)	I359(I38,7)	I606(I63,9)	I854(I89,I)
	9	997,3(I0I,8)	I3I2(I33,9)	I444(I47,3)	I706(I74,I)	I968(200,9)	I049(I07,0)	I380(I40,8)	I5I8(I54,9)	I794(I83,I)	2070(2II,3)
	I0	I10I(II2,3)	I448(I47,8)	I593(I62,5)	I882(I92,I)	2I72(22I,6)	II57(II8,I)	I523(I55,4)	I675(I70,9)	I979(202,0)	2284(233,I)
I39,7	8	967,2(98,7)	I273(I29,9)	I400(I42,9)	I684(I68,8)	I909(I94,8)	I022(I04,3)	I345(I37,3)	I480(I5I,0)	I748(I78,4)	20I8(205,9)
	9	I082(II0,4)	I423(I45,2)	I566(I59,8)	I850(I88,8)	2I35(2I7,8)	II43(II6,6)	I504(I53,4)	I654(I68,8)	I955(I99,5)	2255(230,2)
	I0	II95(I2I,9)	I572(I60,4)	I729(I76,4)	2043(208,5)	2358(240,6)	I262(I28,7)	I660(I69,4)	I826(I86,3)	2I58(220,2)	2490(254,I)
	II	I308(I33,9)	I7I8(I75,4)	I890(I92,9)	2234(228,0)	2578(263,0)	I379(I40,7)	I8I4(I85,I)	I996(203,7)	2360(240,7)	2722(277,7)
I68,3	9	I259(I28,5)	I657(I69,I)	I823(I86,0)	2I54(2I9,8)	2486(253,6)	I343(I37,0)	I767(I80,3)	I944(I98,4)	2297(234,4)	2651(270,5)
	I0	I398(I42,I)	I832(I87,0)	2016(205,7)	2382(243,I)	2749(280,5)	I484(I5I,5)	I954(I99,3)	2I49(2I9,3)	2540(259,2)	2930(300,0)

Приложение II

Предельные осевые нагрузки в клиновом захвате на алюминиевые бурильные трубы, кН (тс)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм		Длина клина, мм	
	тела	утолщенных концов	300	480
64	8	II	533,4(54,4)	547,0(55,8)
73	9	I6	828,4(84,5)	850,8(86,8)
93	9	I6	I079(II0,I)	III7(II4,0)
I03	9	I6	II97(I22,2)	I245(I27,0)
II4	I0	I5	I25I(I27,6)	I307(I33,3)
I29	9	I5	I404(I43,3)	I475(I50,5)
	II	I7	I569(I60,0)	I646(I68,0)
I47	9	I5	I578(I6I,0)	I668(I70,2)
	II	I7	I767(I80,3)	I866(I90,4)
	I3	I7	I767(I80,3)	I866(I90,4)
	I6	22	22I7(226,2)	2337(238,5)
	I7	24	2387(243,6)	25I6(256,7)
I70	II	I7	2004(204,5)	2I33(2I7,6)

Предельные осевые нагрузки в клиновом захвате на импортные (по стандартам АНИ) бурильные трубы, кН (тс)

Наружный диаметр трубы, мм (дюймов)	Толщина стенки, мм	Длина клина 300 мм				Длина клина 400 мм			
		Группа прочности				Группа прочности			
		E-75	X-95	G-I05	S-I35	E-75	X-95	G-I05	S-I35
60,3(2 3/8)	7,II	552,4(56,4)	700,2(7I,4)	773,6(78,9)	994,7(I0I,5)	566,5(57,8)	7I8,I(73,3)	793,3(8I,0)	I020(I04,I)
73,0(2 7/8)	5,5I	529,0(54,0)	670,5(68,4)	740,8(75,6)	952,6(97,2)	545,8(55,7)	69I,8(70,6)	764,3(78,0)	982,9(I00,3)
	7,82	728,I(74,3)	922,9(94,2)	I020(I04,0)	I3II(I33,8)	750,6(76,6)	95I,4(97,I)	I05I(I07,3)	I352(I37,9)
	9,I9	839,8(85,7)	I065(I08,6)	II76(I20,0)	I5I2(I54,3)	865,2(88,3)	I097(III,9)	I2I2(I23,6)	I558(I59,0)
88,9(3 I/2)	6,45	736,4(75,I)	933,4(95,2)	I03I(I05,2)	I326(I35,3)	764,4(78,0)	968,9(98,9)	I070(I09,2)	I377(I40,5)
	9,35	I035(I05,6)	I3I2(I33,9)	I450(I47,9)	I864(I90,2)	I073(I09,5)	I36I(I38,8)	I503(I53,4)	I93?(I97,2)
	II,40	I234(I25,9)	I564(I59,6)	I728(I76,4)	2223(226,8)	I279(I30,5)	I62I(I65,4)	I79I(I82,7)	2303(235,0)
I0I,6(4)	8,38	I06I(I08,3)	I345(I37,3)	I486(I5I,7)	I9II(I95,0)	II06(II2,9)	I402(I43,I)	I549(I58,I)	I992(203,3)
II4,3(4 I/2)	6,88	979,8(I00,0)	I242(I26,7)	I372(I40,0)	I764(I80,0)	I027(I04,8)	I302(I32,8)	I438(I46,7)	I849(I88,7)
	8,56	I204(I22,8)	I526(I55,7)	I685(I72,0)	2I67(22I,I)	I260(I28,6)	I598(I63,0)	I765(I80,I)	2270(23I,6)
	I0,92	I507(I53,8)	I9I0(I94,9)	2III(2I5,4)	27I4(276,9)	I577(I60,9)	I999(204,0)	2206(225,3)	2840(289,8)
I27,0(5)	7,52	II67(II9,I)	I480(I5I,0)	I635(I66,8)	2I02(2I4,5)	I229(I25,4)	I567(I58,9)	I720(I75,5)	22I2(226,7)
	9,I9	I4II(I43,9)	I788(I82,4)	I975(20I,5)	2540(259,2)	I484(I5I,4)	I88I(I9I,9)	2078(2I2,0)	2672(272,6)
	I2,70	I902(I94,I)	24II(246,0)	2664(27I,8)	3426(349,5)	I998(203,9)	2533(258,5)	2798(286,6)	3599(367,2)
I39,7(5 I/2)	7,72	I297(I32,3)	I644(I67,7)	I8I6(I85,3)	2335(238,3)	I37I(I39,8)	I737(I77,3)	I9I9(I95,8)	2468(25I,I)
	9,I7	I527(I55,8)	I935(I97,5)	2I38(2I8,2)	2750(280,6)	I6I3(I64,6)	2045(208,6)	2259(230,5)	2906(296,4)
	I0,54	I74I(I77,6)	2206(225,I)	2437(248,7)	3I34(3I9,8)	I838(I87,5)	2330(237,7)	2574(262,6)	33I9(337,7)
I52,4(6)	8,23	I48I(I5I,I)	I877(I9I,5)	2073(2II,6)	2666(272,0)	I57I(I60,3)	I992(203,2)	2200(224,5)	2829(288,7)
	9,65	I723(I76,8)	2I84(222,8)	24I3(246,2)	3I02(3I6,6)	I828(I86,5)	23I6(236,4)	2559(26I,I)	329I(335,8)
I68,3(6 5/8)	8,38	I63I(I66,4)	2067(2II,0)	2284(233,I)	2937(299,7)	I740(I77,5)	2205(225,0)	2436(248,6)	3I33(3I9,7)

Приложение I3

Механические свойства материалов бурильных труб отечественного производства

Показатель	Группа прочности							
	Д16-Т	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Предел текучести при растяжении $\sigma_т$, МПа (кгс/мм^2), не менее	323(33)	372(38)	490(50)	539(55)	637(65)	735(75)	882(90)	980(I00)
Предел прочности при растяжении $\sigma_в$, МПа (кгс/мм^2), не менее	46I(47)	537(65)	686(70)	735(75)	784(80)	882(90)	980(I00)	I078(II0)
Относительное удлинение, %, не менее:								
δ_5	I2	I6	I2	I2	I2	I2	I2	I2
δ_{10}	-	I2	I0	I0	I0	I0	I0	I0
Относительное сужение после разрыва ψ, %, не менее	-	40	40	40	40	40	40	40
Ударная вязкость $a_к$, 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/мм^2)	$7{,}06\cdot I0^4$ $(0{,}72\cdot I0^4)$	$20{,}6\cdot I0^4$ $(2{,}I\cdot I0^4)$						
Плотность (удельный вес), г/см^3 (гс/см^3)	2,78	7,85						

Механические свойства материалов импортных (по стандартам АНИ) бурильных труб

Показатель	Группа прочности			
	Е-75	Х-95	G-I05	S-I35
Предел текучести при растяжении σ_T, МПа (кгс/мм^2):				
- наименьший	5I5 (52,6)	655 (66,8)	725 (74,0)	930 (94,9)
- наибольший	725 (74,0)	860 (87,8)	930 (94,9)	II40 (II6,3)
Предел прочности при растяжении σ_B, МПа (кгс/мм^2), не менее	690 (70,4)	720 (73,5)	790 (80,6)	I000 (I02,0)
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	I7,0	I6,5	I5,0	I2,5
Модуль упругости при растяжении E, МПа (кгс/мм^2)	$20{,}6 \cdot 10^4$ ($2{,}1 \cdot 10^4$)			
Плотность (удельный вес), г/см^3 (гс/см^3)	7,85			

Пределы выносливости (изгиб с вращением) бурильных труб σ_{-1}, кгс/мм^2 (МПа)

Тип (шифр) трубы	Группа прочности	Условный диаметр трубы, мм							
		60	73	89	I02	II4	I27	I40	I68
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)
ТБВК, ТБНК	Д	–	I4,0(I37)	I4,0(I37)	I4,0(I37)	I4,0(I37)	I3,5(I32)	I3,0(I28)	–
	К	–	I4,0(I37)	I2,0(II8)	II,0(I08)	II,0(I08)	I0,0(98)	I0,0(98)	–
	Е	–	I5,0(I47)	I3,0(I28)	I2,0(II8)	I2,0(II8)	II,0(I08)	II,0(I08)	–
	Л	–	I3,0(I28)	I2,0(II8)	II,0(I08)	II,0(I08)	I0,0(98)	I0,0(98)	–
	М	–	II,0(I08)	I0,0(98)	I0,0(98)	I0,0(98)	9,0(88)	9,0(88)	–
ТБПВ	Д	–	–	9,5(93)	–	6,0(59)	6,0(59)	–	–
	К	–	–	9,5(93)	–	6,0(59)	6,0(59)	–	–
	Е	–	–	I0,5(I03)	–	7,0(67)	7,0(67)	–	–
ТБПК	Д	–	–	–	–	9,0(88)	9,0(88)	–	–
	Е	–	–	–	–	I0,0(98)	I0,0(98)	–	–
		64	73	98	I03	II4	I29	I47	I70
АБТ	Д16-Т	5,I(50)	5,0(49)	4,8(47)	4,7(46)	4,5(44)	4,I(40)	3,3(32)	2,5(24)

Примечание. Для импортных бурильных труб слабым местом по сопротивлению усталости является тело трубы; для всех групп прочности и типоразмеров ТБН можно принимать $\sigma_{-1} \geqslant$ I2,5 кгс/мм^2 (I22 МПа).

Приложение 16

Рекомендуемые моменты свинчивания и допускаемые осевые растягивающие нагрузки на бурильные замки отечественного производства при равномерном поверхностном износе по классам

Тип замка	I класс					II класс					III класс				
	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая 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
Коэффициент запаса n = 1,4															
ЗН-80	80,0	2706 (276,1)	3445 (351,5)	846 (86,3)	852 (86,3)	77,6	2428 (247,8)	3091 (315,4)	846 (86,3)	852 (86,9)	75,0	2020 (206,1)	2571 (262,3)	857 (87,4)	862 (88,0)
ЗН-95	95,0	4625 (471,9)	5906 (602,7)	1086 (110,8)	1094 (111,6)	92,0	4227 (431,3)	5399 (550,9)	1086 (110,8)	1094 (111,6)	89,0	3662 (373,7)	4677 (477,2)	1103 (112,5)	1110 (113,3)
ЗН-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 (552,7)	6940 (708,2)	1599 (163,2)	1611 (164,4)
ЗНН-170	170,0	19355 (1975)	24970 (2548)	2376 (242,4)	2399 (244,8)	166,8	17669 (1803)	22795 (2326)	2394 (244,3)	2418 (246,7)	164,0	15709 (1603)	20276 (2069)	2438 (248,8)	2462 (251,2)
ЗН-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)
ЗН-197	197,0	39955 (4077)	51607 (5266)	3848 (392,7)	3888 (396,7)	191,0	37584 (3830)	48461 (4945)	3848 (392,7)	3888 (396,7)	188,0	36191 (3693)	46726 (4768)	3848 (392,7)	3888 (396,7)
ЗН-108	108,0	5792 (591,0)	7395 (754,6)	924 (94,3)	933 (95,2)	104,7	5416 (552,7)	6915 (705,6)	924 (94,3)	933 (95,2)	100,0	4547 (464)	5804 (592,2)	957 (97,7)	966 (98,6)
ЗНК-108															
ЗН-118	118,0	7011 (715,4)	9021 (920,5)	1440 (147)	1453 (148,3)	114,5	6136 (626,1)	7894 (805,5)	1440 (147)	1453 (148,3)	109,0	3930 (401)	5066 (515,9)	1494 (152,4)	1506 (153,7)
ЗНК-118															
ЗУК-120	120,0	6875 (701,5)	8821 (900,1)	1175 (119,9)	1188 (121,2)	114,5	5513 (562,5)	7072 (721,6)	1192 (121,6)	1203 (122,8)	109,0	3177 (324,2)	4078 (416,1)	1343 (137)	1356 (138,4)
ЗН-133	133,0	13050 (1108)	13961 (1420)	1510 (154,1)	1523 (155,4)	129,0	10025 (1023)	12058 (1312)	1510 (154,1)	1523 (155,4)	125,0	8806 (898,6)	11290 (1152)	1541 (157,2)	1553 (158,5)
ЗН-146	146,0	13426 (1378)	17336 (1769)	1848 (188,6)	1869 (190,7)	141,6	12240 (1249)	15807 (1613)	1848 (188,6)	1869 (190,7)	136,0	9854 (1005)	12730 (1299)	1908 (194,7)	1928 (196,7)
ЗУК-146	146,0	14220 (1451)	18287 (1866)	2083 (204,4)	2022 (206,3)	141,6	12828 (1309)	16503 (1684)	2003 (204,4)	2022 (206,3)	138,0	10094 (1030)	12975 (1324)	2062 (210,4)	2081 (212,3)
ЗН-178	178,0	24953 (2537)	32085 (3274)	2794 (285,1)	2822 (288)	172,6	22569 (2303)	29126 (2972)	2794 (285,1)	2822 (288,0)	167,0	19881 (1947)	24618 (2512)	2850 (290,8)	2878 (293,7)
ЗУК-178															
ЗН-[illegible]	[illegible]	32820 (3349)	42503 (4337)	3024 (308,6)	3061 (312,3)	197,8	29821 (3043)	38612 (3940)	3024 (308,6)	3061 (312,3)	191,0	25819 (2583)	32389 (3305)	3115 (317,9)	3152 (321,6)

Тип замка	I класс					II класс					III класс				
	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент смыкания, Н·м(кгс·м)		Номинальная расчетная нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент смыкания, Н·м(кгс·м)		Номинальная расчетная нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент смыкания, Н·м(кгс·м)		Номинальная расчетная нагрузка, кН(тс)	
		μ'=0,I0	μ'=0,I3	μ'=0,I0	μ'=0,I3		μ'=0,I0	μ'=0,I3	μ'=0,I0	μ'=0,I3		μ'=0,I0	μ'=0,I3	μ'=0,I0	μ'=0,I3
3У-200	200,0	I4984 (I538)	I9836 (I972)	2061 (209,3)	2073 (2II,5)	I50,3	I3I32 (I349)	I6925 (I727)	2054 (209,6)	2076 (2II,8)	I48,0	II760 (I208)	I5I6I (I547)	2086 (2I2,9)	2I08 (2I5,I)
3УК-I85															
3НВ-I85	I85,0	I5072 (I536)	I9434 (I962)	I946 (I98,6)	I967 (200,7)	I50,3	I2946 (I32I)	I6680 (I702)	I985 (202,6)	2085 (204,6)	I48,0	II603 (II84)	I4955 (I526)	2028 (206,9)	2038 (208,0)
3У-I85	I85,0	23677 (24I6)	3062b (2I25)	2725 (278,I)	2756 (28I,2)	I79,4	20886 (2070)	26235 (2677)	2746 (280,2)	2776 (283,3)	I77,0	I8326 (I870)	23706 (24I9)	2776 (283,3)	2807 (286,4)
3Б-II4	I86,0	I4680 (I496)	I8974 (I930)	I788 (I8I96)	I798 (I83,6)	I80,3	I2767 (I296)	I6366 (I670)	I8I8 (I85,5)	I838 (I87,5)	I48,0	II442 (II68)	I4739 (I504)	I850 (I88,8)	I870 (I90,8)
3Б-90	90	3337 (340,5)	4262 (434,9)	858,5 (87,6)	865,3 (88,3)	85,0	2439 (248,9)	3II6 (3I8,0)	883,0 (90,I)	890,0 (90,8)	83,0	I952 (I99,2)	2493 (254,4)	898,7 (9I,7)	905,5 (92,4)
3Б-I88	I88	5046 (5I4,9)	6499 (663,2)	849 (85,7)	923 (86,9)	I94,0	4443 (453,4)	5723 (584,0)	869 (87,8)	872,2 (89,0)	I9I,0	3683 (376,8)	4907 (500,7)	889,8 (90,8)	98I,6 (92,0)
3Б-I48	I48	II26I (II49)	I4484 (I478)	I829 (I96,6)	I902 (I88,9)	I36,5	9869 (I006)	I2769 (I302)	I848 (I88,6)	I87I (I90,9)	I33,0	8065 (823,0)	I0437 (I065)	I892 (I93,I)	I9I6 (I96,5)
3Б-I52	I52	I3465 (I374)	I7486 (I774)	2003 (204,7)	2028 (206,9)	I48,0	II466 (II78)	I4908 (I5II)	2068 (207,2)	2058 (2I0,0)	I45,0	9505 (969,9)	I2270 (I25I)	2072 (2II,5)	2097 (2I4,0)
3Б-I72	I72	I8630 (I90I)	24I68 (2460)	2000 (204,I)	2028 (206,9)	I69,0	I7375 (I773)	2248I (2294)	2067 (2I5,8)	2044 (208,6)	I68,0	I68I7 (I7I6)	2I766 (222I)	2032 (207,4)	2067 (2I0,3)
Коэффициент запаса n = I,3															
3Б-80	80,0	2868 (294,7)	3677 (375,2)	9I7 (93,6)	924 (94,3)	77,6	2597 (264)	3294 (336,I)	9I7 (93,6)	92I (94,3)	75,0	2I52 (2I9,6)	2740 (279,6)	927 (94,6)	934 (95,3)
3Б-95	95,0	4927 (502,8)	6294 (642,2)	II82 (I20,6)	II90 (I2I,4)	92,0	4494 (458,6)	5740 (585,7)	II82 (I20,6)	II90 (I2I,4)	89,0	3895 (397,4)	4974 (507,5)	II96 (I22,2)	I206 (I23,I)
3Б-I08	I08,0	7324 (747,3)	9366 (957,8)	I72I (I75,6)	I734 (I76,9)	I04,7	6566 (670)	8II4 (858,6)	I72I (I75,6)	I734 (I76,9)	I02,0	5760 (587,8)	738I (763,2)	I734 (I77,0)	I747 (I78,3)
3НВ-I70	I70,0	2066I (2097)	265I9 (2706)	2593 (264,6)	26I9 (267,2)	I66,8	I8738 (I9I2)	24I86 (2468)	2611 (266,4)	2636 (269)	I64,0	I5455 (I577)	2I5II (2I96)	2645 (269,9)	2677 (273,2)
3Б-I27	I70,0	I9708 (20II)	2543I (2595)	23II (236,8)	2334 (238,2)	I66,8	I8077 (I844)	233I4 (2379)	2328 (237,6)	2362 (240,0)	I64,0	I6I70 (I650)	20864 (2I29)	2370 (24I,8)	2393 (244,2)
3Б-I97	I97,0	42512 (4338)	54909 (5609)	42I6 (430,2)	4258 (434,5)	I9I,0	38987 (4067)	5I470 (5252)	42I6 (430,2)	4258 (434,5)	I88,0	38387 (39I7)	49668 (5068)	42I6 (430,2)	4253 (434,5)

Тип замка	I класс					II класс					III класс				
	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая нагрузка, кН(тс)	
		μ'=0,I8	μ'=0,I3	μ'=0,I0	μ'=0,I3		μ'=0,I0	μ'=0,I3	μ'=0,I0	μ'=0,I2		μ'=0,I8	μ'=0,I3	μ'=0,I0	μ'=0,I3
3H-I08	I08,0	6I60 (628,6)	7865 (802,6)	I0I3 (I03,4)	I023 (I04,4)	I04,7	5749 (586,6)	7339 (748,9)	I0I3 (I03,4)	I023 (I04,4)	I60,0	4826 (492,4)	6I59 (628,5)	I045 (I06,6)	I064 (I07,8)
3HK-I08															
3H-II8	II8,0	7475 (762,6)	9620 (98I,6)	I564 (I59,6)	I578 (I6I,0)	II4,5	6526 (665,9)	8397 (856,8)	I564 (I59,6)	I578 (I6I,0)	I09,0	4I96 (428,2)	5398 (550,9)	I6I3 (I64,6)	I627 (I66,0)
3HK-II8															
3УК-I20	I20,0	7322 (747,I)	9394 (958,6)	I280 (I30,6)	I293 (I32)	II4,5	5856 (597,5)	76I2 (768,5)	I296 (I32,2)	I308 (I33,5)	I09,0	3392 (346,I)	4353 (444,2)	I449 (I47,9)	I464 (I49,4)
3H-I33	I33,0	II554 (II79)	I4898 (I5II)	I652 (I68,6)	I666 (I70)	I29,0	I0643 (I086)	I365I (I398)	I652 (I68,6)	I666 (I70,0)	I25,0	9344 (953,6)	II985 (I223)	I680 (I7I,4)	I693 (I72,8)
3H-I46	I46,0	I4288 (I458)	I8453 (I883)	2018 (206,0)	2040 (208,2)	I4I,6	I2995 (I328)	I6787 (I7I3)	2018 (206,0)	2040 (208,2)	I36,8	I0466 (I068)	I3524 (I380)	2074 (2II,6)	2095 (2I3,8)
3УК-I46	I46,0	I5I4I (I545)	I9473 (I987)	2I83 (222,8)	2204 (224,9)	I4I,6	I3622 (I390)	I7522 (I768)	2I83 (222,8)	2204 (224,9)	I36,0	I072I (I094)	I3789 (I407)	2238 (228,4)	2259 (230,5)
3H-I76	I76,0	20469 (2700)	34I53 (3486)	3060 (3II,2)	3080 (3I4,3)	I72,6	2396I (2445)	389I9 (3I56)	3060 (3II,2)	3080 (3I4,3)	I67,0	20237 (2065)	26II7 (2665)	3I82 (3I6,5)	3I32 (3I9,6)
3HK-I76															
3H-203	203,0	34098 (3548)	45260 (46I3)	3309 (337,7)	3349 (34I,7)	I97,0	3I625 (3226)	40944 (4I78)	3309 (337,7)	3349 (34I,7)	I9I,0	26529 (2707)	34349 (3505)	3396 (346,4)	3434 (350,4)
3У-I56	I56,0	I5964 (I629)	20580 (2I00)	2234 (228,0)	2258 (230,4)	I50,3	I3896 (I422)	I7963 (I833)	2837 (228,3)	2261 (230,7)	I48,0	I9485 (I274)	I6092 (I642)	2268 (23I,4)	2298 (233,7)
3УК-I56															
3HK-I56	I56,0	I6808 (I633)	20620 (2I05)	2I27 (2I7,0)	2I49 (2I9,3)	I50,3	I3730 (I46I)	I7699 (I806)	2I63 (220,7)	2I8I (222,6)	I48,0	I33I9 (I397)	I5876 (I629)	2I93 (223,8)	22I5 (226,0)
3У-I86	I86,0	25I96 (2977)	32585 (3325)	2970 (303,I)	3002 (306,3)	I78,4	2I63I (2I97)	27652 (2842)	2969 (305,0)	3002 (306,3)	I77,0	I9822 (I839)	25I57 (2567)	3009 (307,0)	3049 (3II,I)
3H-II4	II6,0	I5562 (I588)	20061 (2046)	I96I (I99,I)	I972 (20I,2)	I50,3	I3446 (I372)	I7326 (I768)	I976 (202,8)	2008 (204,9)	I48,0	I2I23 (I237)	I5421 (I594)	2017 (206,8)	2038 (209,0)
3Л-90	90	3564 (362,7)	4548 (463,3)	933,0 (95,2)	940,8 (96,0)	86,0	2681 (265,4)	3321 (338,9)	956,5 (97,6)	963,3 (98,3)	83,0	2896 (2I2,9)	3665 (27I,9)	97I,2 (99,I)	978,0 (99,8)
3H-I08	I08	6356 (646,5)	8069 (784,2)	922 (94,I)	936 (95,5)	I04,0	4712 (480,8)	6069 (6I9,3)	94I (96,0)	954,5 (97,4)	I0I,0	4045 (4I2,8)	52I2 (53I,8)	963,2 (98,8)	98I,0 (I00,I)
3H-I40	I40	II897 (I2I4)	I5396 (I57I)	I986 (I97,4)	2017 (205,8)	I36,5	I0486 (I068)	I3544 (I382)	20I0 (205,I)	2034 (207,6)	I33,0	8577 (875,2)	II094 (II32)	2065 (200,3)	2077 (2II,9)
3H-I52	I52	I4398 (I460)	I8673 (I886)	2I8I (222,6)	2208 (225,3)	I48,8	I2I8I (I243)	I5II9 (I594)	2208 (225,3)	2234 (228,0)	I45,0	I0894 (I030)	I3044 (I33I)	2246 (229,2)	2278 (28I,9)

Продолжение прил. 16

Тип замка	I класс					II класс					III класс				
	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая нагрузка, кН(тс)	
		$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$		$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$		$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$
ЗЛ-172	172	19757 (2816)	25568 (2609)	2195 (224,0)	2225 (227,0)	169,0	18404 (1878)	23814 (2430)	2289 (225,5)	2239 (228,5)	168,0	17816 (1818)	23859 (2353)	2225 (227,0)	2254 (230,0)
Коэффициент запаса n = 1,0															
ЗН-80	80,0	3669 (374,4)	4673 (476,8)	1214 (123,9)	1222 (124,7)	77,6	3271 (333,8)	4165 (425,0)	1214 (123,9)	1222 (124,7)	75,0	2722 (277,8)	3466 (353,7)	1221 (124,6)	1230 (125,5)
ЗН-95	95,0	6229 (635,6)	7957 (812,0)	1578 (161,0)	1589 (162,1)	92,0	5651 (576,6)	7219 (736,6)	1578 (161,0)	1589 (162,1)	89,0	4896 (499,6)	6253 (638,1)	1591 (162,3)	1601 (163,4)
ЗН-108	108,0	9273 (946,2)	11887 (1213)	2284 (233,1)	2300 (234,7)	104,7	8267 (843,6)	10595 (1081)	2284 (233,1)	2300 (234,7)	102,0	7246 (739,4)	9287 (947,7)	2294 (234,1)	2311 (235,8)
ЗШН-170	170,0	25745 (2627)	33232 (3391)	3489 (356)	3521 (359,3)	166,8	23462 (2388)	30204 (3082)	3502 (357,3)	3535 (360,7)	164,0	20854 (2128)	26921 (2747)	3533 (360,5)	3566 (363,9)
ЗШ-127	176,0	24578 (2508)	31723 (3237)	3136 (320,0)	3165 (323,0)	166,8	22442 (2290)	28970 (2956)	3149 (321,3)	3179 (324,4)	164,0	20100 (2051)	25941 (2647)	3180 (324,5)	3210 (327,6)
ЗН-197	197,0	53547 (5464)	69178 (7059)	5718 (583,5)	5773 (589,1)	191,0	49951 (5097)	64523 (6584)	5718 (583,5)	5773 (589,1)	188,0	47951 (4893)	61936 (6320)	5718 (583,5)	5773 (589,1)
ЗШ-108	108,0	7751 (790,0)	9898 (1010)	1380 (140,8)	1393 (142,1)	104,7	7190 (733,7)	9183 (937)	1380 (140,8)	1393 (142,1)	100,0	6836 (615,9)	7707 (786,4)	1404 (143,3)	1417 (144,6)
ЗШК-108															
ЗН-118	118,0	9472 (966,5)	12191 (1244)	2075 (211,7)	2093 (213,6)	114,5	8211 (837,9)	10568 (1078)	2075 (211,7)	2093 (213,6)	109,0	5335 (544,4)	6860 (700,6)	2112 (215,5)	2131 (217,4)
ЗШК-118															
ЗУК-120	120,0	9243 (943,2)	11868 (1211)	1713 (174,8)	1731 (176,6)	114,5	7341 (749,1)	9421 (961,3)	1725 (176)	1742 (177,8)	109,0	4309 (439,7)	5531 (564,4)	1896 (193,5)	1916 (195,5)
ЗН-133	133,0	14553 (1485)	18669 (1905)	2233 (227,9)	2251 (229,7)	129,0	13338 (1361)	17103 (1745)	2233 (227,9)	2251 (229,7)	125,0	11691 (1193)	14984 (1529)	2255 (230,1)	2273 (231,9)
ЗН-146	146,0	18003 (1837)	23265 (2374)	2716 (277,1)	2744 (280,0)	141,6	16268 (1660)	21021 (2145)	2716 (277,1)	2744 (280,0)	136,0	13112 (1338)	16954 (1730)	2758 (281,4)	2786 (284,3)
ЗУК-146	146,0	19090 (1948)	24568 (2507)	2927 (298,7)	2954 (301,4)	141,6	17072 (1742)	21962 (2241)	2927 (298,7)	2954 (301,4)	136,0	13446 (1372)	17297 (1765)	2969 (302,1)	2996 (305,7)
ЗН-178	178,0	33359 (3404)	43071 (4395)	4100 (418,4)	4140 (422,4)	172,6	29998 (3061)	38730 (3952)	4100 (418,4)	4140 (422,4)	167,0	25294 (2581)	32654 (3332)	4141 (422,5)	4180 (426,5)
ЗШК-178															
ЗШ-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)	42885 (4376)	4543 (463,6)	4594 (468,8)

Тип замка	I класс					II класс					III класс				
	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая нагрузка, кН(тс)		Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент свинчивания, Н·м(кгс·м)		Максимальная растягивающая 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
3У-І55	І55,0	20ІІ9 (2053)	2594І (2647)	2990 (305,І)	3820 (390,2)	І59,3	І7424 (І778)	22477І (2293)	2900 (295,8)	3820 (390,4)	І69,0	І5643 (І596)	20І68 (2068)	30І5 (307,7)	3945 (4І0,7)
3УБ-І55															
3ШБ-І55	І55,0	2035І (2046)	25962 (2639)	2967 (292,6)	2896 (295,6)	І58,3	І7І70 (І752)	22І36 (2259)	2895 (295,4)	2924 (298,4)	І48,0	І5426 (І374)	І9869 (2029)	2908 (297,8)	2967 (302,7)
3У-І85	І85,0	3І728 (3238)	4І048 (4І88)	3976 (405,7)	4017 (409,9)	І79,4	26943 (2749)	34854 (3556)	3998 (407,2)	4032 (4ІІ,4)	І77,0	24343 (2484)	3І497 (32І3)	4ІІ2 (409,4)	4053 (4І3,6)
3Ш-ІІ4	І55,0	І9404 (І920)	250І9 (2553)	2852 (270,6)	2878 (273,3)	І50,3	І6709 (І705)	2І559 (2І99)	2679 (273,4)	2707 (276,2)	І49,0	І5972 (І538)	І943І (І983)	2768 (276,8)	2729 (278,5)
3Ш-90	90	4489 (458,І)	5737 (585,4)	І949 (І28,8)	І252 (І27,7)	85	3298 (336,6)	4203 (429,9)	І269 (І38,6)	І269 (І29,5)	83,0	266І (27І,5)	3398 (346,7)	І27І (І29,7)	І26І (І30,7)
3Ш-І08	І08	6705 (683,8)	8637 (88І,3)	І258 (І28,4)	І276 (І30,2)	І04,0	5686 (580,І)	7578 (773,5)	І273 (І29,9)	І290 (І3І,6)	ІІІ,0	5069 (5І7,3)	6533 (666,6)	І294 (І32,8)	І3ІІ (І33,8)
3Ш-І40	І40	І4945 (І525)	І9845 (І974)	2565 (27І,9)	2697 (275,2)	І30,5	І3І03 (І337)	І6963 (І73І)	2670 (273,3)	2711 (276,6)	І33,0	І0780 (ІІ09)	І3955 (І424)	27ІІ (276,6)	2742 (279,9)
3Ш-І52	І52	І7954 (І832)	23І97 (2367)	2917 (297,7)	2958 (30І,6)	І48,0	І5249 (І586)	І9898 (2809)	2949 (300,8)	2971 (303,2)	І45,0	І3859 (І295)	І6386 (І972)	2867 (292,6)	2868 (306,3)
3Ш-І72	І72	24676 (25І8)	3І948 (3268)	2984 (304,5)	3023 (308,5)	І69,0	22ІІ2 (2338)	29655 (3046)	2996 (305,7)	3038 (3І0,0)	І68,0	22І97 (2365)	29734 (2852)	3007 (306,8)	3046 (3І0,8)

Рекомендуемые значения сопротивления импортных буровых колонн при реализации воздушно-ковшового бурения по плавкам

Буровая колонна				I класс				II класс			III класс		
Верхний элемент, м	Длина секций, м	Другие применяемые	Тип колонны	Типоразмер основного элемента	Нарезка замковых соединений	Диаметр проходного отверстия, мм	Расчетный момент сопротивления, Н·м (кгс·м)	Минимальный момент сопротивления для бурения основного ствола, Н·м (кгс·м)	Момент сопротивления для бурения о забоя основного ствола, Н·м (кгс·м)	Расчетный момент сопротивления, Н·м (кгс·м)	Минимальный момент сопротивления для бурения основного ствола, Н·м (кгс·м)	Момент сопротивления для бурения о забоя основного ствола, Н·м (кгс·м)	Расчетный момент сопротивления, Н·м (кгс·м)
60,3	7,II	Д	ВУ	ВС36(2 3/8ПР)	85,7	44,5	4900 (500)	79,4	2,0	2740 (280)	77,8	I,6	2660 (270)
	7,II	Е	ВУ	ВС36(2 3/8ПР)	85,7	44,5	4900 (500)	8I,0	3,2	3820 (390)	79,4	2,4	2740 (280)
73,0	9,I9	Е	ВУ	ВС3I(2 7/8ПР)	I04,8	54,0	8530(870)	96,8	4,0	7060 (720)	94,5	2,4	4900 (500)
	9,I9	Х-95	ВУ	ВС3I(2 7/8ПР)	I04,8	50,8	9510 (970)	99,2	5,6	9210 (940)	96,8	3,6	5980 (6I0)
	9,I9	Г-I05	ВУ	ВС3I(2 7/8ПР)	I04,8	50,8	9510 (970)	I00,0	4,8	2610 (970)	97,6	3,6	7060 (720)
	9,I9	С-I35	ВУ	ВС3I(2 7/8ПР)	III,I	4I,3	II470 (II70)	I03,2	6,4	I0370 (I060)	I00,8	5,2	8820 (900)
88,9	6,46	Е	ВУ	ВС38(3 1/2ПР)	I20,6	68,3	8620 (880)	III,I	2,8	7150 (730)	II0,3	2,4	6470 (660)
	9,35	Е	ВУ	ВС38(3 1/2ПР)	I20,6	68,3	I3200 (I350)	II4,3	4,4	II660 (II90)	III,9	3,2	8040 (820)
	9,35	Х-95	ВУ	ВС38(3 1/2ПР)	I27,0	65,I	I3820 (I4I0)	II6,7	5,6	II860 (I2I0)	II4,3	4,4	9900 (I0I0)
	9,35	Г-I05	ВУ	ВС38(3 1/2ПР)	I27,0	6I,9	I5680 (I600)	II8,3	6,4	I5560 (I590)	II5,9	5,2	I0980 (II20)
	9,35	С-I35	ВУ	ВС38(3 1/2ПР)	I27,0	53,9	I7930 (I830)	I22,2	8,3	I7060 (I740)	II9,I	6,7	I4010 (I430)
	II,40	Е	РУ	ВС38(3 1/2ПР)	I27,0	65,I	I3820 (I4I0)	II5,I	4,8	II760 (I200)	II3,5	4,0	9900 (I0I0)
	II,40	Х-95	ВУ	ВС38(3 1/2ПР)	I27,0	6I,9	I5680 (I600)	II8,3	6,4	I5560 (I590)	II5,9	5,2	I0976 (II20)
	II,40	Г-I05	ВУ	ВС38(3 1/2ПР)	I27,0	53,9	I7930 (I830)	II9,9	7,I	I7050 (I740)	II7,5	6,0	I2010 (I430)
	II,40	С-I35	ВУ	ВС40(4ПР)	I39,7	57,2	22340 (2280)	I29,4	8,3	I9600 (I990)	I25,4	6,4	I5390 (I070)
I0I,6	8,38	Е	ВУ	ВС40(4ПР)	I39,3	7I,4	I6950 (I730)	I22,3	4,8	I44I0 (I470)	II9,9	3,6	I0290 (I050)
	8,38	Х-95	ВУ	ВС40(4ПР)	I39,3	68,3	I7I50 (I750)	I25,4	6,4	I5390 (I570)	I22,2	4,8	I2I50 (I240)
	8,38	Г-I05	ВУ	ВС40(4ПР)	I39,7	6I,9	20380 (2080)	I27,0	7,I	I7050 (I740)	I23,8	5,6	I3820 (I4I0)
	8,38	Е	ВУ	ВС46(4ПР)	I52,4	82,6	22830 (2330)	I34,I	3,6	I2450 (I270)	I3I,8	3,2	9800 (I000)
	8,38	Х-95	ВУ	ВС46(4ПР)	I52,4	82,6	22830 (2330)	I36,5	4,8	I5390 (I570)	I34,I	3,6	I2I50 (I240)
	8,38	Г-I05	ВУ	ВС46(4ПР)	I52,4	82,6	22830 (2330)	I38,I	5,6	(I7350 (I770)	I35,7	4,4	I4500 (I480)
	8,38	С-I35	ВУ	ВС46(4ПР)	I62,4	76,2	26460 (2700)	I4I,3	7,I	2I360 (2I80)	I38,I	5,6	I7350 (I770)
II4,3	8,56	Е	ВУ	ВС46(4ПР)	I58,7	82,6	29030 (2350)	I37,2	5,2	I8370 (I570)	I34,9	4,0	I3430 (I370)
	8,56	Х-95	ВУ	ВС46(4ПР)	I58,7	76,2	26750 (2730)	I40,5	6,8	20290 (2070)	I37,3	5,2	I6370 (I670)
	8,56	Г-I05	ВУ	ВС46(4ПР)	I58,7	76,2	26750 (2730)	I42,I	7,5	22340 (2220)	I38,9	6,0	I8230 (I960)
	8,56	С-I35	ВУ	ВС46(4ПР)	I58,7	69,9	30380 (3100)	I46,8	9,9	28710 (2930)	I42,9	7,9	23420 (2390)
	I0,92	Е	ВУ	ВС46(4ПР)	I58,7	76,2	26760 (2730)	I39,7	6,4	I9310 (I970)	I36,5	4,8	I5090 (I540)

Бурильная труба				I класс				II класс			III класс		
Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип высадки	Типоразмер замкового соединения	Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного отверстия, мм	Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м (кгс·м)	Минимальный наружный диаметр замкового соединения, мм	Минимальная ширина упорного торца муфты с экономайзерными канавками, мм	Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м (кгс·м)	Минимальный наружный диаметр замкового соединения, мм	Минимальная ширина упорного торца муфты с экономайзерными канавками, мм	Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м (кгс·м)
114,3	10,92	Х-95	IEU	NC46(4IF)	158,7	69,8	29380 (3100)	143,7	8,3	24500 (2500)	139,7	6,4	19310 (1970)
	10,92	G-105	IEU	NC46(4IF)	158,7	65,5	33520 (3420)	145,3	9,1	26460 (2700)	141,3	7,1	21360 (2180)
	8,56	E	IEU	4 1/2FH	152,4	76,2	23520 (2400)	136,5	5,2	16370 (1670)	134,1	4,0	13620 (1390)
	8,56	Х-95	IEU	4 1/2FH	152,4	69,9	26950 (2750)	139,7	5,7	20290 (2070)	136,5	5,2	16370 (1670)
	8,56	G-105	IEU	4 1/2FH	152,4	69,9	26950 (2750)	141,3	7,5	22160 (2260)	138,1	6,0	18230 (1860)
	10,92	E	IEU	4 1/2FH	152,4	76,2	24400(2490)	138,9	6,4	23030 (2350)	135,3	4,8	15970 (1630)
	10,92	Х-95	IEU	4 1/2FH	152,4	63,5	31770 (3180)	142,9	8,3	29010 (2960)	138,9	6,4	20090 (2050)
	8,56	E	IU	NC50(4 1/2IF)	161,9	95,3	25580 (2610)	145,3	4,0	15680 (1600)	143,7	3,2	13620 (1390)
	8,56	Х-95	IU	NC50(4 1/2IF)	161,9	95,3	25580 (2610)	148,4	5,6	20290 (2070)	146,1	4,4	16760 (1710)
	8,56	G-105	IU	NC50(4 1/2IF)	161,9	95,3	25580 (2610)	150,0	6,4	22440(2290)	146,8	4,8	17840 (1820)
	8,56	S-135	IU	NC50(4 1/2IF)	161,9	88,9	30280 (3090)	154,0	8,3	28420 (2900)	150,8	6,7	23620 (2410)
	10,92	E	IU	NC50(4 1/2IF)	161,9	92,1	27630 (2840)	147,6	5,2	19110 (1960)	145,3	4,0	15680 (1600)
	10,92	Х-95	IU	NC50(4 1/2IF)	161,9	88,9	31460 (3210)	150,8	6,7	29500 (3010)	148,3	5,6	20090 (2050)
	10,92	G-105	IU	NC50(4 1/2IF)	161,9	88,9	30280 (3090)	152,4	7,5	25370 (2650)	149,2	6,0	21360 (2180)
	10,92	S-135	IU	NC50(4 1/2IF)	168,3	73,0	41062 (4190)	158,0	10,3	34500 (3520)	154,0	8,3	28420 (2900)
127,0	9,19	E	IEU	NC50(4 1/2IF)	161,9	95,3	25580 (2610)	149,2	6,0	21360 (2180)	146,8	4,8	17830 (1830)
	9,19	Х-95	IEU	NC50(4 1/2IF)	161,9	88,9	30280 (3090)	153,2	7,9	27340 (2790)	150,8	6,4	22540 (2300)
	9,19	G-105	IEU	NC50(4 1/2IF)	165,1	82,6	34890 (3560)	154,8	8,7	29600 (3020)	151,6	7,1	24920 (2540)
	9,19	S-135	IEU	NC50(4 1/2IF)	168,3	69,8	43020 (4390)	160,3	11,5	39420 (3920)	156,6	9,1	30970 (3160)
	12,70	E	IEU	NC50(4 1/2IF)	161,9	88,9	30280 (3090)	153,2	7,9	27340 (2790)	150,0	6,4	22540 (2300)
	12,70	Х-95	IEU	NC50(4 1/2IF)	165,1	76,2	38710 (3950)	157,2	9,9	33420 (3410)	153,2	7,9	28790 (2940)
	12,70	G-105	IEU	NC50(4 1/2IF)	168,3	69,8	43020 (4390)	159,5	11,1	37140 (3790)	156,6	9,1	30970 (3160)
	9,19	S-135	IEU	5 1/2FH	184,1	88,9	50180 (5120)	171,4	9,5	46450 (4740)	167,5	7,5	32930 (3360)
	12,70	E	IEU	5 1/2FH	177,8	88,9	42630 (4350)	165,1	6,4	27340 (2790)	161,9	4,8	21760 (2220)
	12,70	Х-95	IEU	5 1/2FH	177,8	88,9	42630 (4350)	169,1	8,3	34500 (3520)	165,1	6,4	27340 (2790)
	12,70	G-105	IEU	5 1/2FH	184,1	88,9	43810 (4470)	170,7	9,1	41850 (4270)	166,7	7,1	28920 (2890)
	12,70	S-135	IEU	5 1/2FH	184,1	82,6	52630 (5370)	176,2	11,9	48020 (4900)	171,5	9,5	38910 (3970)

Окончание прил. 17

Бурильная труба				I класс				II класс			III класс		
Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип высадки	Типоразмер замкового соединения	Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного отверстия, мм	Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м (кгс·м)	Минимальный наружный диаметр замкового соединения, мм	Минимальная ширина упорного торца муфты с эксцентрическим износом, мм	Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м (кгс·м)	Минимальный наружный диаметр замкового соединения, мм	Минимальная ширина упорного торца муфты с эксцентрическим износом, мм	Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м (кгс·м)
I39,7	9,I7	E	IEU	5 I/2ГН	I77,8	I0I,6	37830 (3860)	I64,3	6,0	25970 (2650)	I6I,9	4,8	2I950 (2240)
	9,I7	X-95	IEU	5 I/2ГН	I77,8	95,3	438I0 (4470)	I68,3	7,9	40380 (4I20)	I65,I	6,4	28320 (2890)
	9,I7	G-I05	IEU	5 I/2ГН	I84,2	88,9	49000 (5000)	I70,7	9,I	37440 (3850)	I66,7	7,I	30280 (3090)
	9,I7	S-I35	IEU	5 I/2ГН	I90,5	76,2	59780 (6I00)	I76,2	II,9	57330 (5830)	I7I,5	9,5	3I280 (3I90)
	I0,54	E	IEU	5 I/2ГН	I77,8	I0I,6	38220 (3900)	I65,9	6,7	288I0 (2940)	I63,5	5,6	24600 (25I0)
	I0,54	X-95	IEU	5 I/2ГН	I84,2	88,9	50080 (5II0)	I70,7	9,I	44980 (4590)	I66,7	7,I	3I260 (3I90)
	I0,54	G-I05	IEU	5 I/2ГН	I84,2	88,9	50080 (5II0)	I72,2	9,9	49490 (5050)	I68,3	7,9	34300 (3500)
	I0,54	S-I35	IEU	5 I/2ГН	I90,5	76,2	59090 (6030)	I78,6	I3,I	52720 (5380)	I73,8	I0,7	434I0 (4430)

Примечание. При расчетах рекомендуемого момента свинчивания замкового соединения допускались использование резьбового компаунда, содержащего 40-60% цинковой пудры по массе, и осевое напряжение в опасном сечении 428,8 МПа для I класса и 5[illegible],[illegible] МПа для II и III классов труб.

Геометрические и прочностные характеристики бурильных замков отечественного производства

Тип замка	Резьба	Наружный диаметр D_3, мм	Внутренний диаметр d_3, мм	Относительная жесткость ниппеля α_1	Относительная жесткость муфты α_2	Усилие смятия 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							
										A_1		A_2		A		λ	
								$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$
I класс																	
ЗН-80	3-66	80,0	25,0	0,585	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
ЗН-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
ЗН-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
ЗНК-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
ЗП-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	1,35
ЗН-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
ЗШ-108 ЗШК-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
ЗШ-118 ЗШК-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
ЗУК-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
ЗШ-133	3-108	133,0	72,0	0,478	0,522	123,4 (12,60)	3169 (323,3)	2357 (240,5)	2375 (242,3)	6,09	7,62	5,19	6,75	11,28	14,37	0,20	0,12
ЗШ-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
ЗУК-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
ЗШ-178 ЗШК-178	3-147	178,0	101,0	0,506	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
ЗШ-203	3-171	203,0	127,0	0,488	0,512	254,3 (25,95)	6351 (648,1)	4732 (482,9)	4783 (488,0)	9,20	11,66	8,05	10,47	17,25	22,13	0,37	0,33
ЗУ-155 ЗУК-155	3-139	196,0	95,0	0,545	0,455	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	Наружный 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							
										A_1		A_2		Λ		λ	
								$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$
ЗНН-165	З-133	155,0	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-185	З-161	185,0	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
ЗП-114	З-133	155,0	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
ЗЛ-90	З-76	90,0	41	0,572	0,428	42,2 (4,31)	1109 (113,2)	1285 (131,1)	1294 (132,0	4,17	5,18	3,65	4,76	7,82	9,92	0,82	0,93
ЗЛ-108	З-88	108,0	56	0,484	0,516	85,6 (8,74)	1921 (196,0)	1344 (137,2)	1336 (138,9)	4,80	6,00	4,31	5,61	9,12	11,61	0,10	0,01
ЗР-140	З-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
ЗЛ-152	З-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
ЗЛ-172	З-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
II класс																	
ЗН-80	З-66	77,6	25	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-30	З-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
ЗН-108	З-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
ЗНН-170	З-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
ЗП-127	З-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
ЗН-197	З-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
ЗН-108 ЗЛ-108	З-86	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	Усилие смятия 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							
										A_1		A_2		A		λ	
								$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$
ЗШ-II8 ЗШК-II8	З-I0I	II4,5	62	0,64I	0,359	60,3I (6,I6)	I337 (I36,4)	2I35 (2I7,8)	2I53 (2I9,7)	5,43	6,82	4,76	6,I9	I0,I9	I3,0I	I,77	2,I5
ЗУК-I20	З-I02	II4,5	70	0,630	0,369	59,I (6,03)	I25I (I27,7)	I784 (I82,0)	I80I (I83,8)	5,76	7,I8	4,79	6,22	I0,54	I3,4I	I,86	2,23
ЗШ-I33	З-I08	I29,0	72	0,626	0,474	I23,4 (I2,60)	2583 (263,6)	2357 (240,5)	2375 (242,3)	6,09	7,62	5,I9	6,75	II,28	I4,37	0,74	0,8I
ЗШ-I46	З-I2I	I4I,6	80	0,558	0,442	I32,6 (I3,53)	2727 (278,3)	2848 (290,6)	2876 (293,5)	6,44	8,I4	5,76	7,50	I2,2I	I5,63	I,05	I,23
ЗУК-I46	З-I22	I4I,6	82	0,580	0,420	I28,3 (I3,09)	2656 (27I,0)	3055 (3II,8)	3082 (3I4,5)	6,80	8,53	5,78	7,5I	I2,57	I6,04	I,52	I,79
ЗШ-I78 ЗШК-I78	З-I47	I72,6	I0I	0,56I	0,439	I96,9 (20,0)	4I22 (420,6)	4298 (438,5)	4337 (442,5)	8,02	I0,I2	6,99	9,09	I5,0I	I9,2I	I,43	I,69
ЗШ-203	З-I7I	I97	I27	0,546	0,454	254,3 (25,9)	4966 (506,7)	4722 (482,9)	4783 (488,0)	9,20	II,66	8,05	I0,47	I7,25	22,I2	I,37	I,6I
ЗУ-I55 ЗУК-I55	З-I33	I50,3	95	0,6II	0,389	I2I,0 (I2,4)	2379 (242,8)	3II3 (3I7,7)	3I43 (320,7)	7,32	9,22	6,24	8,II	I3,56	I7,33	2,05	2,48
ЗШВ-I55	З-I33	I50,3	96	0,604	0,396	I2I,0 (I2,34)	2378 (242,8)	30II (307,3)	3040 (3I0,2)	7,32	9,22	6,24	8,II	I3,56	I7,33	I,95	2,36
ЗУ-I65	З-I6I	I79,4	I20	0,62I	0,379	I5I,7 (I5,5)	3090 (3I5,3)	4I42 (422,7)	4I84 (426,9)	8,72	II,03	7,46	9,70	I6,I8	20,73	2,59	3,I7
ЗШ-II4	З-I33	I50,3	98	0,59I	0,409	I39,6 (I4,2)	2379 (242,8)	28I9 (287,7)	2846 (290,4)	7,32	9,22	6,20	8,06	I3,52	I7,28	I,79	2/I5
ЗШ-90	З-76	85,0	4I	0,683	0,3I7	24,7 (2,52)	604,7 (6I,7)	I285 (I3I,I)	I294 (I32,0)	4,I7	5,I8	3,58	4,66	7,75	9,84	I,7I	2,06
ЗШ-I08	З-88	I04,0	56	0,547	0,453	70,7 (7,2I)	I43I (I46,0)	I344 (I37,2)	I362 (I38,9)	4,80	6,00	4,27	5,55	9,07	II,56	0,69	0,77
ЗШ-I40	З-I2I	I36,5	80	0,632	0,368	95,I (9,70)	I908 (I94,7)	2773 (283,0)	2806 (286,3)	6,44	8,I4	5,68	7,38	I2,I2	I5,52	I,98	2,43
ЗШ-I52	З-I3З	I48,0	95	0,649	0,35I	97,4 (9,94)	I977 (20I,7)	3035 (309,7)	3069 (3I3,2)	7,32	9,28	6,23	8,I0	I3,5I	I7,27	2,56	3,I8
ЗШ-I72	З-I47	I69,0	II0	0,549	0,45I	I79,6 (I8,33)	34I2 (348,2)	3I75 (324,0)	32I4 (328,0)	8,02	I0,I2	6,96	9,05	I4,98	I9,I7	I,26	I,47

Тип замка	Резьба	Наружный диаметр D_3, мм	Внутренний диаметр d_3, мм	Относительная жесткость ниппеля α_1	Относительная жесткость муфты α_2	Усилие свинчивания торцов R, кН (тс)	Предельное усилие на торце муфты $Q_{т2}$, кН (тс)	Предельное усилие на ниппеле $Q_{т1}$, кН (тс)		Расчетные геометрические параметры, мм							
										h_1		h_2		h		λ	
								μ'=0,I0	μ'=0,I3	μ'=0,I0	μ'=0,I3	μ'=0,I0	μ'=0,I3	μ'=0,I0	μ'=0,I3	μ'=0,I0	μ'=0,I3
Ш класс																	
ЗШ-80	З-66	75,0	25	0,693	0,307	23,I3 (2,36)	554,7 (56,6)	I245 (I27,0)	I253 (I27,9)	3,69	4,56	3,I5	4,09	6,84	8,65	I,59	I,90
ЗШ-95	З-76	89,0	32	0,638	0,362	48,22 (4,92)	I006 (I02,7)	I638 (I67,2)	I649 (I68,3)	4,I7	5,I8	3,67	4,77	7,84	9,95	I,33	I,58
ЗШ-I08	З-88	I02,0	38	0,676	0,324	57,53 (5,87)	II94 (I2I,8)	235I (240,0)	2368 (24I,7)	4,80	6,00	4,23	5,50	9,03	II,50	I,87	2,27
ЗШБ-I70	З-I47	I64,0	I07	0,638	0,362	I24,8 (I2,74)	2477 (252,8)	3658 (373,2)	369I (376,6)	8,02	I0,I2	6,85	8,9I	I4,87	I9,03	2,64	3,23
ЗШ-I27	З-I47	I64,0	IIO	0,6I9	0,38I	I45,3 (I4,83)	2477 (252,8)	3326 (339,4)	3356 (342,5)	8,02	I0,I2	6,8I	8,85	I4,83	I8,97	2,36	2,89
ЗШ-I97	З-I52	I88,0	89	0,524	0,476	345,0 (35,20)	6670 (680,6)	6063 (6I8,7)	6II9 (624,3)	8,23	I0,40	7,4I	9,63	I5,64	20,03	0,78	0,86
ЗШ-I08 ЗШК-I08	З-86	I00,0	54	0,573	0,427	66,I5 (6,75)	I333 (I36,0)	I470 (I50,I)	I483 (I5I,3)	4,96	6,I5	4,II	5,34	9,07	II,49	I,09	I,24
ЗШ-II8 ЗШК-II8	З-I0I	I09,0	62	0,64I	0,359	60,37 (6,I6)	I337 (I36,4)	2I35 (2I7,8)	2I53 (2I9,7)	5,43	6,82	4,65	6,05	I0,08	I2,87	I,8I	2,20
ЗШК-I20	З-I02	I09,0	70	0,793	0,207	I7,44 (I,78)	54I,9 (55,3)	I784 (I82,0)	I80I (I83,8)	5,76	7,I8	4,67	6,07	I0,50	I3,34	3,66	4,5I
ЗШ-I33	З-I06	I25,0	72	0,584	0,4I6	I02,0 (I0,4I)	I996 (203,7)	2357 (240,5)	2376 (242,3)	6,09	7,62	5,I4	6,68	II,23	I4,30	I,42	I,67
ЗШ-I46	З-I2I	I36,0	80	0,640	0,360	90,45 (9,23)	I653 (I68,7)	2848 (290,6)	2876 (293,5)	6,44	8,I4	5,67	7,37	I2,II	I5,5I	2,08	2,66
ЗШК-I46	З-I22	I36,0	82	0,666	0,334	86,I4 (8,79)	I758 (I79,4)	3055 (3II,8)	3082 (3I4,5)	6,80	8,53	5,68	7,38	I2,47	I5,9I	2,63	3,22
ЗШ-I78 ЗШК-I78	З-I47	I67,0	I0I	0,629	0,37I	I56,9 (I6,0I)	3024 (308,6)	4296 (438,5)	4337 (442,5)	8,02	I0,I2	6,92	8,99	I4,94	I9,I2	2,48	3,03
ЗШ-203	З-I7I	I9I,0	I27	0,6I6	0,384	I88,8 (I9,27)	36I9 (369,6)	4732 (482,9)	4783 (488,0)	9,20	II,66	7,94	I0,32	I7,I4	2I,98	2,62	3,22
ЗУ-I55 ЗУК-I55	З-I33	I48,0	95	0,648	0,352	98,0 (I0,0)	I982 (202,3)	3II3 (3I7,7)	3I43 (320,7)	7,32	9,22	6,I9	8,05	I3,5I	I7,27	2,57	3,I5

Окончание прил. I8

Тип замка	Резьба	Наружный диаметр D_3, мм	Внутренний диаметр d_3, мм	Относительная жесткость ниппеля α_1	Относительная жесткость муфты α_2	Усилие смятия торцов R, кН(тс)	Предельное усилие на торце муфты Q_{T2}, кН (тс)	Предельное усилие на ниппеле Q_{TH}, кН (тс)		Расчетные геометрические параметры, мм							
										A_1		A_2		A		λ	
								$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$	$\mu'=0,10$	$\mu'=0,13$
ЗШ-I56	З-I33	I48,0	96	0,642	0,358	97,8 (9,98)	I982 (202,3)	30II (307,3)	3040 (3I0,2)	7,32	9,22	6,I9	8,05	I3,5I	I7,26	2,48	3,03
ЗУ-I85	З-I6I	I77,0	I20	0,656	0,344	I30,0 (I3,27)	2597 (265,0)	4I42 (422,7)	4I84 (426,9)	8,72	II,03	7,42	9,65	I6,I4	20,68	3,I7	3,92
ЗШ-II4	З-I33	I48,0	98	0,629	0,37I	II6,3 (II,87)	I982 (202,3)	28I9 (287,6)	2846 (290,4)	7,32	9,22	6,25	7,99	I3,47	I7,2I	2,32	2,84
ЗЛ-90	З-76	83,0	4I	0,739	0,26I	I3,33 (I,36)	4I0,6 (4I,9)	I285 (I3I,I)	I294 (I32,0)	4,I7	5,I8	3,54	4,6I	7,7I	9,78	2,I6	2,62
ЗЛ-I08	З-88	I0I,0	56	0,604	0,396	50,6 (5,I6)	I076 (I09,8)	I344 (I37,2)	I362 (I38,9)	4,80	6,00	4,2I	5,47	9,0I	II,47	I,23	I,46
ЗЛ-I40	З-I2I	I33,0	80	0,693	0,307	63,I (6,44)	I364 (I39,2)	2773 (283,0)	2806 (286,3)	6,44	8,I4	5,60	7,28	I2,06	I5,42	2,74	3,4I
ЗЛ-I52	З-I33	I45,0	95	0,705	0,295	67,6 (6,90)	I469 (I49,9)	3035 (309,7)	3069 (3I3,2)	7,32	9,28	6,I2	7,96	I3,45	I7,I8	3,36	4,I9
ЗЛ-I72	З-I47	I68,0	II0	0,549	0,45I	I68,3 (I7,I7)	32I7 (328,3)	3I76 (324,0)	32I4 (328,0)	8,02	I0,I2	6,94	9,02	I4,96	I9,I5	I,27	I,49

Приложение 19

Рекомендуемые моменты свинчивания утяжеленных бурильных труб

Тип УБТ	Тип резьбы	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Момент свинчивания, Н·м (кгс·м), при коэффициентах трения $\mu' = 0{,}10$	$\mu' = 0{,}13$	$\mu' = 0{,}10$	$\mu' = 0{,}13$
				$\sigma_т$ = 370 МПа (38 кгс/мм^2)		$\sigma_т$ = 440 МПа (45 кгс/мм^2)	
УБТ-73	З-73	86	32	3090-3580 (315-365)	3920-4560 (400-465)	3675-4210 (375-430)	4655-5390 (475-550)
УБТ-89	З-73	89	32	3115-3625 (318-370)	3970-4610 (405-470)	3725-4290 (380-438)	4685-5440 (478-555)
УБТ-108	З-88	108	56	5310-6520 (542-665)	6860-8330 (700-850)	6320-7645 (645-780)	8040-9890 (820-1010)
УБТ-146	З-121	146	74	9700-12340 (990-1260)	12540-15970 (1280-1630)	11470-14600 (1170-1490)	14900-18910 (1520-1930)
УБТ-178	З-147	178	90	18720-24690 (1910-2520)	24210-31950 (2470-3260)	22150-29300 (2260-2990)	28620-37820 (2920-3860)
УБТ-203	З-171	203	100	30970-41350 (3160-4220)	40180-53600 (4100-5470)	36650-49000 (3740-5000)	47530-63500 (4850-6480)
УБТ-219	З-171	219	112	26460-35180 (2700-3590)	34300-45570 (3500-4650)	31260-41650 (3190-4250)	40570-53990 (4140-5510)
УБТ-245	З-201	245	135	39690-53010 (4050-5410)	51550-68890 (5260-7030)	46950-62720 (4790-6400)	61060-81630 (6230-8330)
Тип УБТ	Тип резьбы	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Момент свинчивания, Н·м (кгс·м), при коэффициентах трения $\mu' = 0{,}10$	$\mu' = 0{,}13$	$\mu' = 0{,}10$	$\mu' = 0{,}13$
				$\sigma_т$ = 640 МПа (65 кгс/мм^2)		$\sigma_т$ = 740 МПа (75 кгс/мм^2)	
УБТС.2-108	З-86	108	46	5780- 9010) (590-920)	7350-11460 (750-1170)	6670-10380 (680-1060)	8530-13230 (870-1350)
УБТС.2-120	З-101	120	64	6760-10680 (690-1090)	8630-13720 (880-1400)	7750-12340 (790-1260)	10000-15870 (1020-1620)
УБТС.2-133	З-108	133	64	10000-17240 (1020-1760)	12840-22140 (1310-2260)	11570-21360 (1180-2180)	14800-27440 (1510-2800)
УБТС.2-146	З-121	146	68	13040-24010 (1330-2450)	16860-31060 (1720-3170)	15090-27730 (1540-2830)	19510-35770 (1990-3650)
УБТС.2-178	З-147	178	80	24800-49390 (2530-5040)	32150-63700 (3280-6500)	28820-56930 (2940-5810)	37150-73500 (3790-7500)
УБТС.2-203	З-161	203	80	35480-71540 (3620-7300)	45870-92610 (4680-9450)	40970-82610 (4180-8430)	52920-106820 (5400-10900)
УБТС.2-229	З-171	229	90	40670-82320 (4150-8400)	52730-106620 (5380-10880)	46950-94960 (4780-9690)	60760-123080 (6200-12560)
УБТС.2-254[a]	З-201	254	100	67130-136800 (6850-13960)	87220-177670 (8900-18130)	77520-157780 (7910-16100)	100550-205010 (10260-20920)
УБТС.2-273[a]	З-201	273	100	68500-139550 (6990-14240)	88990-181300 (9080-18500)	78990-161010 (8060-16430)	102710-209130 (10480-21340)
УБТС.2-299[a]	З-201	299	100	70370-143270 (7180-14620)	91440-186200 (9330-19000)	81150-165320 (8280-16870)	105450-214810 (10760-21920)

[a] Выпуск не освоен.

Приложение 20

ВЫЧИСЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВНЕШНЕГО ТРЕНИЯ

Коэффициент внешнего трения бурильной 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 в среде приведены в таблице (РД 39-2-810-83) (см. сноску на с. 33).

Значения коэффициента трения

Порода	Поверхность горной породы		
	сухая	смочена	покрыта глинистым раствором с $\rho_{ж}$ = I,I8-I,2 г/см³ (T = 25-28 с)
Глина жирная	0,I4-0,I8	0,08-0,I2	0,06-0,09
Глина песчаная	0,25-0,28	0,20-0,26	0,I8-0,22
Глинистый сланец	0,20-0,25	0,I5-0,20	0,II-0,I3
Мергель	0,20-0,27	0,I8-0,25	0,20-0,24
Известняк	0,35-0,40	0,33-0,38	0,3I-0,35
Доломит	0,38-0,42	0,36-0,40	0,34-0,38
Ангидрит	-	0,39-0,45	0,37-0,40
Песчаник слабо сцементированный, зерна остроокруглые	0,32-0,42	0,27-0,40	0,25-0,35
Песчаник слабосцементированный, зерна окатаны	0,22-0,34	0,20-0,30	0,I7-0,25
Песчаник крепкий	0,43-0,48	0,43-0,45	0,40-0,43
Кварцит	0,46-0,48	0,48-0,50	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

I. Общие положения 3
2. Исходные данные 4
3. Расчетные схемы, формулы, соотношения 5
Схематизация бурильной колонны 5
Осевое нагружение колонны 6
Кручение II
Изгиб I4
Частные случаи предельных нагрузок на БК I7
Допускаемые длины секций КБТ I9
Рекомендуемые соотношения диаметров 22
4. Условия прочности и запасы прочности 24
5. Расчет замковых соединений 29
6. Расчет компоновки УБТ 33
7. Расчет колонн бурильных труб 42
Проектирование КБТ для группы смежных технологических операций 42
Проверочный расчет бурильной колонны 47
8. Примеры расчета 52
Приложения:
I. Геометрические и массовые (весовые) характеристики стальных бурильных труб отечественного производства . . 85
2. Геометрические и массовые (весовые) характеристики бурильных труб из алюминиевых сплавов (ГОСТ 23786-79) . 88
3. Геометрические и массовые (весовые) характеристики импортных (по стандартам АНИ) бурильных труб 89
4. Предельные растягивающие нагрузки и крутящие моменты для стальных бурильных труб отечественного производства при равномерном поверхностном износе по классам 93
5. Предельные растягивающие нагрузки и крутящие моменты для алюминиевых бурильных труб при равномерном поверхностном износе по классам I00
6. Предельные растягивающие нагрузки и крутящие моменты для импортных (по стандартам АНИ) бурильных труб при равномерном поверхностном износе по классам I0I
7. Предельные наружное и внутреннее давления для стальных бурильных труб отечественного производства . . I04

8. Предельные наружное и внутреннее давления для алюминиевых бурильных труб 105
9. Предельные наружное и внутреннее давления для импортных (по стандартам АНИ) бурильных труб 106
10. Предельные осевые нагрузки в клиновом захвате на стальные бурильные трубы отечественного производства 107
11. Предельные осевые нагрузки в клиновом захвате на алюминиевые бурильные трубы 108
12. Предельные осевые нагрузки в клиновом захвате на импортные (по стандартам АНИ) бурильные трубы 109
13. Механические свойства материалов бурильных труб отечественного производства 110
14. Механические свойства материалов импортных (по стандартам АНИ) бурильных труб 111
15. Предалы выносливости (изгиб с вращением) бурильных труб 112
16. Рекомендуемые моменты свинчивания и допускаемые осевые растягивающие нагрузки на бурильные замки отечественного производства при равномерном поверхностном износе по классам 113
17. Рекомендуемые моменты свинчивания импортных бурильных замков при равномерном поверхностном износе по классам 118
18. Геометрические и прочностные характеристики бурильных замков отечественного производства 121
19. Рекомендуемые моменты свинчивания утяжеленных бурильных труб 126
20. Вычисление коэффициента внешнего трения 127

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

Редактор С.Ф.Пахомова

Подп. к печ. 12.08.86. Формат 60х84 1/16. Бумага №1. Усл. печ. л. 7,44. Уч.-изд. л. 8,0. Тираж 3000 экз. Заказ № [illegible] Цена 80 коп.

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

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

gost.e-ecolog.ru