

За даними О.Є. Сарояна, критична кутова швидкість обертання бурильної колони визначається

$$\omega_{кр} = \frac{\pi n}{L} \sqrt{\left[\frac{EI\pi^2 n^2}{L^2} \pm P - \frac{L}{2}(\pm q - q_0) - P_0 - \frac{8M^2}{EI} \right] \frac{g}{q}}, \quad (2.23)$$

де n — кількість півхвиль на довжині L бурильної колони;

P — кінцева розтягуюча сила;

$$q_0 = (\rho_p g + \Delta_k) F_k - (\rho_p g - \Delta_r) F_r;$$

$$P_0 = \Delta_r F_d + \rho_p (F_b v_b^2 + F_k v_k^2);$$

У формулі (2.23) знак «+» приймають для розтягнутої колони, а «-» — для стиснутої. При оцінці $\omega_{кр}$ сила P може бути прийнятою вазі ОБТ до передавання навантаження на вибій і буде дорівнювати нулю після навантаження долота вагою ОБТ.

При розрахунку бурильної колони на міцність необхідно знати довжину півхвилі, яка визначається, в основному, відцентровими силами та власною вагою колони труб. Тому із наближенням до гирла свердловини довжина півхвилі l_n збільшується. Для визначення l_n найчастіше користуються формулою Г.М. Саркісова

$$l_n = \frac{\pi}{\omega} \sqrt{\frac{1}{2}gz + \sqrt{\frac{1}{4}g^2z^2 + \frac{EI\omega^2g}{q}}}, \quad (2.24)$$

де z — відстань від нейтрального перерізу (для розтягнутої частини $z > 0$, а стиснутої — $z < 0$).

Оцінка впливу температури на стійкість форм рівноваги нижньої частини колони обсадних труб може бути подана величиною критичного перепаду температур $\Delta T_{кр}$ (за рахунок нагрівання). Для зашкелених кінців колони труб критичні умови першого порядку можна оцінити за формулою

$$\Delta T_{кр} = \frac{I}{\alpha_r F_r m^2} \left[2,3381 + \frac{3,289}{\ln(L/m)} \right], \quad (2.25)$$

для шарнірних

$$\Delta T_{кр} = \frac{I}{\alpha_r F_r m^2} \left[1,0188 + \frac{2,238}{\ln(L/m)} \right], \quad (2.26)$$

для нижнього шарнірно закріпленого і верхнього зашкеленого

$$\Delta T_{кр} = \frac{I}{\alpha_r F_r m^2} \left[1,0188 + \frac{2,3381}{\ln(L/m)} \right], \quad (2.27)$$

де α_r — коефіцієнт лінійного температурного розширення матеріалу труби (для сталі $\alpha_r = 1,3 \cdot 10^{-7} \text{ K}^{-1}$);

F_r — площа поперечного перерізу труби.

Формули (2.25)–(2.27) записані при відсутності розвантаження колони труб на вибій.

Відомі також оцінки стійкості колон труб з урахуванням впливу ОЦЕ (В.Г. Григулецький), ступінчастості колон труб (О.Є. Сароян).

2.5.9. НАПРУЖЕННЯ І ДЕФОРМАЦІЇ В БУРИЛЬНІЙ КОЛОНІ

Напруження від дії **статичних навантажень** належать до найбільш важливих, що характеризують умови роботи бурильної колони.

Розтягуючі статичні напруження створюються власною вагою бурильної колони, силами тертя в процесі піднімання колони труб і силами тиску бурового розчину при промиванні свердловини.

Стискуючі напруження виникають у нижній частині бурильної колони внаслідок створення осьового навантаження на долото, сил тертя при спуску бурильної колони і сил тиску (архімедової сили).

Розтягуючі або стискуючі напруження $\sigma(z)$ у довільному перерізі z колони бурильних труб визначаються

$$\sigma(z) = G(z)/F, \quad (2.28)$$

де $G(z)$ — осьова розтягуюча (стискуюча) сила, що діє у перерізі z колони труб;

F — площа поперечного перерізу колони труб на глибині z .

Сила $G(z)$ обчислюється в залежності від особливостей розрахункової схеми, виду технологічної операції і т. ін. Наприклад, для підвішеної бурильної колони у вертикальній свердловині (рис. 2.127)

$$G(z) = l_1 q_1 + (l_2 - z) q_2 - \rho_p g [(l_1 + l_2) F_1 + l_2 (F_2 - F_1)], \quad (2.29)$$

де q_1, q_2 — вага погонного метра відповідних секцій бурильної колони (з урахуванням замків);

ρ_p — густина бурового розчину.

При постійній густині матеріалу труб ρ_m формула (2.29) може бути записана таким чином:

$$G(z) = [l_1 q_1 + (l_2 - z) q_2] \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right) - \rho_p g z F_2 \quad (2.30)$$

або

$$G(z) = \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right) G_T(z) - \rho_p g z F_2, \quad (2.31)$$

де $G_T(z)$ — вага частини колони труб, розташованої нижче глибини z (рис. 2.127), у повітрі.

Формули (2.29)–(2.31) визначають (для вертикальних свердловин) осьові сили за рахунок власної ваги бурильної колони і архімедової сили. Зазначимо, що в інженерній практиці останніми складовими у формулі (2.30) або формулі (2.31), як правило, нехтують. Це при $z > 0$ підвищує запас міцності.

Розтягуюча сила, викликана перепадом тиску на долоті і турбобурі, оцінюється на практиці з допомогою формули

$$G_{\Delta p} = (\Delta p_d + \Delta p_t) F_t, \quad (2.32)$$

де $\Delta p_d, \Delta p_t$ — перепад тиску на долоті і турбобурі;

F_t — площа поперечного перерізу каналу труби.

М.М. Александровим було вказано на недостатність оцінки (2.32). При відсутності циркуляції та рівності внутрішнього і зовнішнього тисків у тілі труби постійно діє внутрішня розтягуюча сила

$$G_p(z) = 2\mu \rho_p g z F, \quad (2.33)$$

де μ — коефіцієнт Пуассона матеріалу труб.

Розтягуюча сила у формулі (2.33) не знаходить свого відображення у показаннях гідравлічного індикатора ваги. При наявності циркуляції, як показали дослідження М.М. Александрова і Ю.О. Пулі, внутрішня сила визначається за формулою

$$G_{\Delta p}(z) = \left(\Delta p_d + \Delta p_t - \frac{2\mu \Delta p_l}{1 - 2\mu} \right) F_t, \quad (2.34)$$

де Δp_l — сума гідравлічних втрат у трубах і кільцевому просторі на довжині від нижнього кінця власне бурильних труб до перерізу з вертикальною координатою z .

Із формули (2.34) виходить, що циркуляція може призвести до виникнення додаткових розтягуючих ($G_{\Delta p} > 0$) або стискуючих ($G_{\Delta p} < 0$) сил.

У процесі піднімання бурильної колони виникають сили опору $G_0(z)$, природа яких зумовлена взаємодією елементів бурильної колони зі стінками свердловини і буровим розчином. У загальному випадку залежність $G_0(z)$ є складною багатофакторною функцією, яка оцінюється з допомогою емпіричних методів (наприклад, методика М.М. Александрова). На практиці сили опору $G_0(z)$ часто враховують поправочним коефіцієнтом k_0 у формулах виду (2.31)

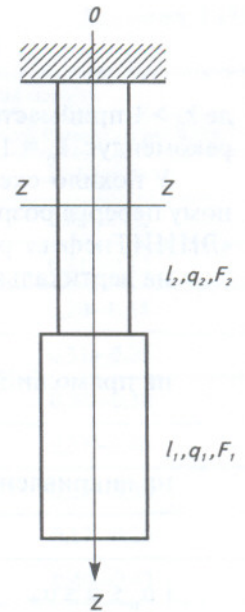


Рис. 2.127. Розрахункова схема

$$G(z) = k_0 \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right) G(z) - \rho_p g z F_2, \quad (2.35)$$

де $k_0 > 1$ приймається в залежності від умов буріння (для проектних розрахунків «ВНИИТнефть» рекомендує $k_0 = 1,15$).

У похило-скерованих та горизонтальних свердловинах найбільшу розтягуючу силу в заданому перерізі розраховують послідовно знизу вгору для моменту відриву інструменту від вибою. «ВНИИТнефть» рекомендує такі формули для розрахунків сил G_j :

на вертикальних ділянках

$$G_j = k_0 \sum_i G_i + G_{j-1}; \quad (2.36)$$

на прямолінійних похилих ділянках

$$G_j = k_0 \sum_i G_i (\lambda_i \sin \alpha + \cos \alpha) + G_{j-1}; \quad (2.37)$$

на викривлених ділянках при зростанні зенітного кута та $\alpha_* \leq \alpha \leq \alpha_k$

$$G_j = k_0 q R \frac{(1 - \rho_p / \rho_m)}{1 + \lambda^2} [2\psi^+ e^{\lambda \alpha} + 2\lambda \cos \alpha - (1 - \lambda^2) \sin \alpha] \quad (2.38)$$

і $\alpha_n \leq \alpha \leq \alpha_*$

$$G_j = k_0 q R \frac{(1 - \rho_p / \rho_m)}{1 + \lambda^2} [2(\psi^+ e^{\lambda \alpha_*} + 2\lambda \cos \alpha_*) e^{\lambda(\alpha - \alpha_*)} - 2\lambda \cos \alpha - (1 - \lambda^2) \sin \alpha]; \quad (2.39)$$

на викривлених ділянках при зменшенні зенітного кута свердловини

$$G_j = k_0 q R \frac{(1 - \rho_p / \rho_m)}{1 + \lambda^2} [2\psi^- e^{\lambda \alpha} - 2\lambda \cos \alpha + (1 - \lambda^2) \sin \alpha], \quad (2.40)$$

де G_{j-1} — розтягуюча сила для нижнього перерізу j -ї ділянки;

λ — коефіцієнт тертя бурильної колони об стінку свердловини ($\lambda = 0,05 \dots 0,55$);

α — зенітний кут викривлення стовбура свердловини;

α_n, α_k — відповідно початкове і кінцеве значення кута викривлення;

q — усереднене на заданій ділянці значення ваги погонного метра бурильних труб;

R — радіус кривизни стовбура свердловини;

$$\psi^+ = \frac{1}{2} \left[\frac{G_{j-1}}{k_0 q R (1 - \rho_p / \rho_m)} - 2\lambda \cos \alpha_k + (1 - \lambda^2) \sin \alpha_k \right] e^{-\lambda \alpha_k};$$

$$\psi^- = \frac{1}{2} \left[\frac{G_{j-1}}{k_0 q R (1 - \rho_p / \rho_m)} + 2\lambda \cos \alpha_k - (1 - \lambda^2) \sin \alpha_k \right] e^{-\lambda \alpha_k};$$

α_* — значення кута, при якому спостерігається перехід прилягання колони від нижньої до верхньої стінки свердловини.

Його визначають із розв'язку трансцендентного рівняння

$$(\sin \alpha_* - \lambda \cos \alpha_*) e^{-\lambda \alpha_*} = \psi^+. \quad (2.41)$$

У формулах (2.37)–(2.41) використовують усереднені значення λ .

У табл. 2.172 наведені значення коефіцієнта тертя спокою λ_0 в залежності від стану поверхні і середовища. Для оцінки коефіцієнта тертя при переміщенні бурильної колони «ВНИИТнефть» рекомендує використовувати емпіричну формулу

$$\lambda = \frac{1 + 0,0112u}{1 + 0,06u} \lambda_0,$$

де u — швидкість ковзання бурильної колони по породі.

Значення коефіцієнта тертя спокою λ_0 за даними «ВНИИТнефть»

Гірська порода	Значення λ_0 для поверхні гірської породи		
	сухої	змоченої	покритої глинистим розчином*
Глина жирна	0,14—0,18	0,08—0,12	0,06—0,09
Глина піщана	0,25—0,28	0,20—0,26	0,18—0,22
Глинистий сланець	0,20—0,25	0,15—0,20	0,11—0,13
Мергель	0,20—0,27	0,18—0,25	0,20—0,24
Вапняк	0,25—0,40	0,33—0,38	0,31—0,35
Доломіт	0,38—0,42	0,36—0,40	0,34—0,38
Ангідрит	—	0,39—0,45	0,37—0,40
Піщаник слабозцементований (зерна гострокутні)	0,32—0,42	0,27—0,40	0,25—0,35
Піщаник слабозцементований (зерна обкатані)	0,22—0,34	0,20—0,30	0,17—0,25
Піщаник міцний	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
Граніт	0,47—0,55	0,46—0,53	0,45—0,50
Кам'яне вугілля	0,39—0,42	0,33—0,36	0,30—0,33

* Густина розчину 1180—1200 кг/м³.

«ВНИИТнефть» рекомендує використовувати формули (2.36)—(2.41) для розрахунку бурильних колон у похило-скерованих та горизонтальних свердловинах при умовах, що профіль свердловини кусково-неперервно апроксимований відрізками прямих ліній (вертикальних і похилих) та викривлених ділянок з постійною кривизною.

Формули (2.36)—(2.41) можуть використовуватися для оцінок осьових сил при спуску колони труб (у тому числі і секцій обсадних колон на бурильних трубах) з урахуванням протилежного за знаком впливу тертя на осьові сили.

Деформації бурильної колони від дії осьових навантажень можуть бути значними. Для вертикальних свердловин деформації розтягу (стиснення) однорозмірної бурильної колони довжиною l оцінюються з використанням закону Гука:

від власної ваги

$$\Delta_G = \frac{\rho_m g l^2}{2E} = \frac{q l^2}{2EF}; \quad (2.42)$$

від зосередженої на нижньому кінці сили N

$$\Delta_N = \pm \frac{Nl}{EF}; \quad (2.43)$$

від гідростатичного тиску на торцеву і бокову поверхні колони труб

$$\Delta_p = -\frac{\rho_p g l^2}{E} (1 - \mu); \quad (2.44)$$

від лінійного температурного градієнта

$$\Delta_T = \alpha_T \left[(T_0 - T_T)l + \frac{\Gamma_T l^2}{2} \right], \quad (2.45)$$

де l — довжина колони труб;

E — модуль пружності матеріалу труб;
 μ — коефіцієнт Пуассона матеріалу труб;
 α_r — коефіцієнт лінійного розширення матеріалу труб;
 T_0 — температура на гирлі свердловини;
 T_r — початкова температура труби;
 Γ_r — геотермічний градієнт.

Статичні згинаючі напруження виникають у нерухомій бурильній колоні, яка розміщена на викривлених ділянках стовбура свердловини. В межах пружних деформацій напруження згину визначають за формулою

$$\sigma = \frac{Ed}{2R}, \quad (2.46)$$

де d — зовнішній діаметр труби;

E — модуль Юнга матеріалу труби;

R — радіус кривизни викривленої ділянки стовбура свердловини.

Радіус викривлення оцінюють за даними інклінометрії

$$R = 57,3 \frac{\Delta L}{\Delta \gamma}, \quad (2.47)$$

де $\Delta \gamma$ — приріст просторового кута викривлення у градусах на ділянці стовбура свердловини довжиною ΔL .

Якщо необхідно визначити напруження згину у зварному шві або в основній площині різьби, то користуються формулою

$$\sigma = \frac{Ed}{2R} \frac{W}{W_0}, \quad (2.48)$$

де $W = \frac{\pi}{32d}(d^4 - d_0^4)$ — осьовий момент опору перерізу по тілу труби;

W_0 — осьовий момент опору перерізу на зварному шві або в основній площині різьбового з'єднання;

d_0 — внутрішній діаметр труби.

На викривленій ділянці свердловини в довільному перерізі, що розтягується силою G , найбільший згинаючий момент $M_{\max}$ виникає біля бурильного замка або протектора. «ВНИИТнефть» рекомендує визначати момент $M_{\max}$ за такими наближеними формулами:

при $G \leq T_{k1}$

$$M_{\max} = \frac{EI}{R} \left(1 + \frac{25}{3} \frac{Gl_3^2}{EI} \right); \quad (2.49)$$

при $T_{k1} < G \leq T_{k2}$

$$M_{\max} = \frac{EI}{R} \left(1 + \frac{3}{125} \frac{R\delta}{l_3^2} + \frac{25}{12} \frac{Gl_3^2}{EI} \right); \quad (2.50)$$

при $G > T_{k2}$

$$M_{\max} = \frac{EI}{R} \left(1 + \sqrt{\frac{GR\delta}{5EI}} \right), \quad (2.51)$$

де T_{k1} — перше критичне навантаження, яке відповідає дотику бурильної труби посередині між замками (або замком і протектором) до стінки свердловини;

T_{k2} — друге критичне навантаження, яке відповідає початку прилягання бурильної труби до стінки свердловини;

$$T_{k1} = 3,84 \cdot 10^{-3} EIR\delta/l_3^4;$$

$$T_{k2} = 3T_{k1};$$

$$\delta = \frac{D_3 - d}{2};$$

l_3 — довжина бурильної труби між замками (або замком і протектором);

D_3, d — відповідно зовнішні діаметри замка і бурильної труби.

Напруження згину визначають за формулою

$$\sigma = M_{\max} / W. \quad (2.52)$$

При бурінні свердловин із плавучих засобів згинаючий момент, який виникає від горизонтальних переміщень судна і кута повороту (нахилу судна) відповідно до осі свердловини, а також від дії водного середовища, досягає найбільших значень біля гирла свердловини і біля дна акваторії. При невеликих глибинах акваторії H_a (до 150 м) і при $H_a \sqrt{P/EI} > 4$ згинаючий момент визначається за формулами:

біля гирла

$$M = 0,1\kappa_3 \sqrt{G_a EI} \left(\frac{\Delta}{H_a} + \theta + \frac{pH_a}{2G_a} \right); \quad (2.53)$$

біля дна

$$M = 0,1 \sqrt{G_a EI} \left(\frac{\Delta}{H_a} + \frac{\kappa_3 \theta}{10H_a} \sqrt{\frac{EI}{G_a}} + \frac{pH_a}{2G_a} \right), \quad (2.54)$$

де κ_3 — коефіцієнт, який враховує умови закріплення колони біля гирла ($\kappa_3 = 0,75 \dots 1,00$);

G_a — осьове розтягуюче навантаження біля дна;

Δ — зміщення судна відносно осі свердловини в горизонтальній площині;

H_a — глибина акваторії;

θ — кут повороту (нахилу) судна відносно осі свердловини;

p — поперечне навантаження від тиску хвиль і течії на одиницю довжини колони.

Дотичні напруження $\tau(z)$, які виникають внаслідок дії крутного моменту $M_k(z)$, для тіла труби визначають за формулою

$$\tau(z) = M_k(z) / W_k, \quad (2.55)$$

де $W_k = \frac{\pi}{16d} (d^4 - d_0^4)$ — полярний момент опору крученню на глибині z .

В інженерній практиці величину крутного моменту визначають таким чином:

$$M_k = M_{xo} + M_d, \quad (2.56)$$

де M_{xo} — момент, який витрачається на холосте обертання бурильної колони;

M_d — момент на долоті.

Зазначимо, що в строгому розумінні формула (2.56) не зовсім справедлива. Це зумовлено втратою стійкості і формами рівноваги низу бурильної колони в процесі буріння. Складові крутного моменту у формулі (2.56) оцінюють за результатами вимірювань з допомогою моментомірів, а також за різними емпіричними формулами.

Момент на холосте обертання оцінюють за формулами:

В.С. Федорова

$$M_{xo} = k_\alpha \rho_p d^2 / \omega^{0,7}; \quad (2.57)$$

О.Є. Сарояна (для умовно вертикальних ділянок свердловин з $\alpha \leq 5^\circ$)

$$M_{xo} = k \rho_p d^2 D^{0,5} \omega^{0,5}; \quad (2.58)$$

О.Є.Сарояна (для похилих ділянок свердловин)

$$M_{xo} = \frac{d}{2} \mu G \sin \alpha, \quad (2.59)$$

де k_α — емпіричний коефіцієнт, який залежить від зенітного кута α викривлення стовбура свердловини (при куті $3 \dots 5^\circ$ — значення $(10,5 \dots 13,5) 10^{-3} \text{ Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^{0,7} / \text{кг}$; при куті $6 \dots 9^\circ$ — значення $(14,5 \dots 16,0) 10^{-3} \text{ Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^{0,7} / \text{кг}$; при куті $10 \dots 16^\circ$ — значення $(16,5 \dots 19,0) 10^{-3} \text{ Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^{0,7} / \text{кг}$);

l — довжина бурильної колони;

k — емпіричний коефіцієнт $(3,908 \cdot 10^{-2} \text{ Вт} \cdot \text{с}^{1,5} / (\text{кг} \cdot \text{м}^{0,5}))$;

D — діаметр свердловини;

μ — коефіцієнт тертя бурильної колони об стінки свердловини;

G — вага секцій бурильної колони в похилій ділянці.

Момент на долоті у формулі (2.56) звичайно оцінюють з використанням формули

$$M_d = M_0 + M_n G, \quad (2.60)$$

де M_0 — момент, який не залежить від осьового навантаження;

M_n — питомий момент на долоті.

За промисловими даними Ф.М. Фоменка, для тришарошкових доліт при бурінні електробуром з частотою обертання 680 об/хв величина M_0 становить: для 190,5 мм доліт 60—120 Н·м; для 215,9 мм 70—140 Н·м; для 244,5 мм 100—200 Н·м; для 269,9 мм 140—280 Н·м; для 295,3 мм 220—440 Н·м.

К.В. Йогансен для оцінки питомого моменту тришарошкових доліт рекомендує емпіричні формули

$$M_n = a + 1,2 \cdot 10^2 D_d; \quad (2.61)$$

$$M_n = b D_d^2 \frac{k_m \omega - A}{\omega \sqrt{\omega}}, \quad (2.62)$$

де a — емпіричний коефіцієнт (0,001...0,002 м);

b — емпіричний коефіцієнт, який залежить від діаметра долота (при діаметрі 190,5 мм — значення 3,3; при діаметрі 215,9 мм — значення 2,8; при діаметрі 269,9 мм — значення 1,9; при діаметрі 295,3 мм — значення 1,6; при діаметрі 393,7 мм — значення 1,0);

k_m — емпіричний коефіцієнт, який залежить від твердості порід (для м'яких — значення 3,3; для середніх — значення 3,0; для твердих — значення 2,5);

A — емпіричний коефіцієнт, який залежить від частоти обертання долота (при $\omega \geq 420$ об/хв — значення 200; при $\omega < 420$ об/хв — значення 150);

ω — частота обертання долота, об/хв;

D_d — діаметр долота, м.

Для алмазних доліт питомий момент становить $(6...8)10^{-3}$ та $(7...12)10^{-3}$ м при діаметрах до 165,1 та 190,5—215,0 мм відповідно.

Фірмою «Hughes Tool» (США) на основі випробувань тришарошкових доліт діаметром 120—450 мм одержана емпірична формула для моменту (кН·м) на долоті:

$$M_d = c D_d^{0,4} G_d^{1,3}, \quad (2.63)$$

де c — емпіричний коефіцієнт, який залежить від твердості порід (для м'яких — значення $393,5 \cdot 10^{-5}$; для середніх — значення $348,1 \cdot 10^{-5}$; для твердих — значення $280,0 \cdot 10^{-5}$);

D_d — діаметр долота, м;

G_d — навантаження на долото, кН.

Динамічні навантаження в бурильній колоні виникають в результаті коливальних процесів, спричинених особливостями технологічних операцій та умов роботи бурильної колони. Коливання умовно поділяють на поздовжні, крутильні і поперечні.

Поздовжні коливання виникають при спуско-підймальних операціях, механічному бурінні в результаті взаємодії елементів озброєння доліт з породою, пульсаціях тиску бурових насосів, виконанні спеціальних операцій у свердловині та через інші причини. Моделювання лінійних поздовжніх коливань бурильної колони здійснюють в загальному випадку з використанням диференціальних рівнянь

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + 2h \frac{\partial u}{\partial t} = a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + g(x, t), \quad (2.64)$$

де $u(x, t)$ — переміщення як функція лінійної координати x та часу t ;

h — дисипативний коефіцієнт в'язкого опору середовища;

a — швидкість розповсюдження пружних хвиль у матеріалі труб;

$g(x, t)$ — прискорення сил зовнішнього навантаження.

Розв'язок рівняння (2.64) $u(x, t)$, або в більш загальному випадку системи рівнянь виду (2.64), який відповідає заданій розрахунковій схемі з певними граничними і початковими умовами, дає змогу оцінити динамічні напруження

$$\sigma(x, t) = E \frac{\partial u(x, t)}{\partial x}. \quad (2.65)$$

Дослідження показують, що частота і амплітуда поздовжніх коливань зумовлені впливом багатьох факторів, з яких один, як правило, є переважаючим. За даними О.Є. Сарояна, коливання навантаження на долото відносно середнього значення перебуває у межах $\pm(25-40)\%$.

У табл. 2.173 наведені деякі параметри поздовжніх коливань за результатами промислових вимірювань у свердловині при роторному і турбінному способах буріння (Альметьєвське УБР, АТ «Татнефть»).

Таблиця 2.173

Результати промислових вимірювань коливань низу бурильної колони
за А.Ш. Янтуріним, В.П. Чупровим і Т.Н. Бікчуріним

Параметр	Поздовжні коливання		Поперечні коливання		Крутильні коливання	
	роторний	турбінний	роторний	турбінний	роторний	турбінний
Максимальні одиничні прискорення	20,4g м/с ²	14,6g м/с ²	7,62g м/с ²	12,7g м/с ²	4480 с ⁻²	4450 с ⁻²
Максимальні одиничні переміщення	50,5—8,1 мм	5,84—4,03 мм	30,0—18,9 мм	5,1—3,5 мм	48,6—10,3 град	10,2—7,1 град
Середні прискорення	4,73g м/с ²	4,42g м/с ²	2,43g м/с ²	1,25g м/с ²	1290 с ⁻²	638,5 с ⁻²
Середні переміщення	11,7—1,9 мм	1,8—1,2 мм	6,0—1,0 мм	0,50—0,35 мм	18—3 град	1,5—1,0 град

Примітки: 1. Результати вимірювань наведені за показниками датчиків, розташованих над долотом (роторний спосіб) і над турбобуром.

2. Середні значення вібропереміщень відповідають частотам 10—25 Гц при роторному способі і 25—30 Гц при турбінному.

Основною причиною *крутильних коливань* є нерівномірне обертання бурильної колони в результаті дії змінних тангенціальних навантажень, зміни моменту опору обертанню долота, зміни сил тертя, обертання колони на зігнутих ділянках та інших причин. Крутильні коливання описуються диференціальними рівняннями виду

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial t^2} + 2h \frac{\partial \varphi}{\partial t} = c^2 \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + p(x, t), \quad (2.66)$$

де $\varphi(x, t)$ — кутове переміщення;

h — дисипативний коефіцієнт в'язкого опору при кутовому переміщенні;

$c^2 = G/\rho$;

G — модуль пружності при зсуві;

$p(x, t) = m(x, t)/I_0$;

$m(x, t)$ — крутний момент зовнішніх сил, віднесений до одиниці довжини колони труб;

I_0 — полярний момент інерції поперечного перерізу колони труб.

Динамічний крутний момент $M(x, t)$ визначається на основі розв'язку рівнянь (2.66) $\varphi(x, t)$ з відповідними граничними і початковими умовами:

$$M(x, t) = GI_0 \frac{\partial \varphi(x, t)}{\partial x}. \quad (2.67)$$

За експериментальними даними О.Є. Сарояна, коливання крутного моменту над долотом, в основному, становлять $\pm(15-30)\%$ від середнього значення. Вимірювання Р.А. Каннінгема показали, що максимальні (пікові) значення крутного моменту майже в 2 рази перевищують середні значення. У табл. 2.173 наведені деякі значення параметрів крутильних коливань за результатами промислових вимірювань.

Поперечні коливання виникають через змінні у часі поперечні переміщення бурильної колони, які зумовлені дисбалансом бурильної колони (неспіввісність труб і різьбових з'єднань,

різностінність і овальність труб, їх кривизна і т. ін.), втратою стійкості низу бурильної колони, обертанням колони труб у викривленому стовбурі свердловини, роботою долота на вибої та іншими причинами. У найпростішому випадку поперечні коливання низу бурильної колони описуються диференціальним рівнянням виду

$$\frac{\partial^4 w}{\partial x^4} + a^2 \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{1}{b^2} \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + 2\beta \frac{\partial w}{\partial t} = 0, \quad (2.68)$$

де $w(x, t)$ — поперечне переміщення;

$$a = \sqrt{P(x)/EI};$$

$$b = \sqrt{EIg/q};$$

$P(x)$ — поздовжня стискаюча (знак «+» перед a^2) або розтягуюча (знак «-») сила;

q — вага погонного метра бурильної колони;

β — дисипативний коефіцієнт в'язкого опору при поперечному переміщенні.

Динамічні згинаючі напруження $\sigma(x, t)$ знаходять на основі розв'язку рівнянь виду (2.68) $w(x, t)$ з граничними і початковими умовами, що відповідають умовам роботи бурильної колони

$$\sigma(x, t) = \frac{EI}{W} \frac{\partial^2 w(x, t)}{\partial x^2}. \quad (2.69)$$

Експериментальні дослідження поперечних коливань над долотом показали, що їх зростання супроводжується збільшенням коливань осевого навантаження. Поперечні коливання при цьому набувають періодичного характеру з частотою, рівною частоті обертання ОБТ. У табл. 2.173 наведені деякі значення параметрів поперечних коливань за результатами промислових вимірювань.

У результаті **циклічних навантажень** в довільному перерізі бурильної колони будуть діяти постійні (середні) і змінні напруження.

Цикл напружень характеризується сукупністю послідовних значень напружень за один період їх зміни при регулярному (з постійними параметрами циклу) навантаженні.

Середнє напруження σ_m (τ_m) циклу визначається як постійна (додатна або від'ємна) складова циклу напружень

$$\sigma_m = (\sigma_{\max} + \sigma_{\min})/2, \quad \tau_m = (\tau_{\max} + \tau_{\min})/2,$$

де $\sigma_{\max}$ ($\tau_{\max}$), $\sigma_{\min}$ ($\tau_{\min}$) — відповідно максимальні і мінімальні напруження циклу.

Амплітуда напружень σ_a (τ_a) циклу визначається як найбільше додатне значення змінної складової циклу напружень

$$\sigma_a = (\sigma_{\max} - \sigma_{\min})/2, \quad \tau_a = (\tau_{\max} - \tau_{\min})/2.$$

Симетричний цикл напружень характеризується рівними за абсолютним значенням і протилежними за знаком максимальним і мінімальним напруженнями.

Асиметричний цикл напружень характеризується різними за абсолютним значенням максимальним і мінімальним напруженнями.

Коефіцієнт асиметрії циклу напружень R_σ (R_τ) визначається як відношення мінімального напруження циклу до максимального

$$R_\sigma = \sigma_{\min} / \sigma_{\max}, \quad R_\tau = \tau_{\min} / \tau_{\max}.$$

Знакозмінний цикл напружень — це цикл зі змінними за знаком напруженнями.

Подібні цикли напружень характеризуються однаковими коефіцієнтами асиметрії.

Змінні напруження виникають при обертанні бурильної колони на вертикальних і викривлених ділянках свердловини, а також в результаті поздовжніх, поперечних і крутильних коливань бурильної колони.

При обертанні бурильної колони на вертикальній ділянці змінні напруження пов'язані з дією відцентрових сил і можливі за умов, коли:

у процесі обертання зігнута колона перекочується по стінці свердловини навколо власної осі, при цьому напруження будуть знакозмінними;

при ексцентричному розташуванні осі колони відносно осі свердловини величина прогину f викривленої колони за один оберт змінюється в межах від $f_{\min}$ до $f_{\max}$, а згинаючі напруження будуть мати постійну та змінну складові.

При обертанні зігнутої колони з перекошуванням по стінці свердловини виникають знакозмінні напруження з максимальним напруженням згину у середньому перерізі:

$$\sigma_{\max} = \frac{\pi^2 E I f}{l_n^2 W}, \quad (2.70)$$

де $f = (D - d)/2$;

D — діаметр свердловини;

d — зовнішній діаметр труби;

l_n — довжина півхвилі, яка визначається за формулою (2.24).

При обертанні ексцентричної колони відносно осі свердловини середнє напруження і амплітуду напружень циклу визначають за формулами:

$$\sigma_m = \frac{\pi^2 E I}{l_n^2 W} f; \quad (2.71)$$

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 E I}{l_n^2 W} e, \quad (2.72)$$

де e — ексцентриситет (зміщення) осі бурильної колони відносно осі свердловини (величина e може змінюватись від нуля до f).

Характеристики напружень у різьбовому з'єднанні труб з накрученими або привареними замками визначають за формулами:

$$\sigma_m = \frac{\pi^2 E I f_1}{l_n^2 W_1}; \quad (2.73)$$

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 E I e}{l_n^2 W_1}, \quad (2.74)$$

де $f_1 = (D - d_3)/2$;

d_3 — зовнішній діаметр замка;

W_1 — осьовий момент опору небезпечного перерізу труби на зварному шві, або тілі труби (з'єднання), або основної площини різьби.

Для вертикальної ділянки стиснутої колони труб згинаючі напруження, які виникають через втрату стійкості, є знакозмінними. Випробування показують, що обертання стиснутих і зігнутих обважнених труб відбувається переважно навколо осі свердловини.

Для плоского згину з обертанням навколо осі свердловини О.Є. Сароян рекомендує визначати напруження згину за формулами (2.73) і (2.74). Якщо згин плоский і колона обертається навколо власної осі, то згинаючий момент від власної ваги стиснутої ділянки оцінюється за формулою А.Лубінського

$$M = i f \sqrt{E I q^2}, \quad (2.75)$$

де q — вага одиниці довжини колони труб;

i — коефіцієнт, який залежить від довжини l стиснутої частини (при $l = 1,94 \sqrt{E I / q}$ величина $i = 0,74$, а при $l = 4,22 \sqrt{E I / q}$ величина $i = 1,84$).

Для просторового згину стиснутої частини колони труб напруження згину визначаються за формулою

$$\sigma = \frac{4 \pi^2 E I f}{W (h^2 + 4 \pi^2 f)}, \quad (2.76)$$

де h — крок просторової спіралі, який оцінюється за формулою А.Лубінського

$$h = 2 \pi \sqrt{2 E I / P}; \quad (2.77)$$

P — осьова стискаюча сила.

Обертання зігнутої бурильної колони у викривленій свердловині відбувається навколо її власної осі. При цьому, якщо в першопочатковому стані зовнішня поверхня труби була розтягнутою,

то в міру обертання розтягуючі напруження переходять у напруження стиску, першопочатково стиснута внутрішня поверхня — у розтягнутий стан. Отже, згинаючі напруження будуть змінюватися за симетричним циклом з амплітудою, розрахованою за формулою (2.72). Середні напруження циклу оцінюються за відповідними формулами для статичних розтягуючих або стискаючих сил.