

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.

2.5.10. ПРОЕКТУВАННЯ І РОЗРАХУНКИ БУРИЛЬНИХ КОЛОН

Проектування бурильних колон передбачає цілеспрямований вибір їх елементів (типорозміри ОБТ, бурильних труб, їх з'єднань тощо), які для заданих умов буріння відповідають регламентованим вимогам міцності, спеціальним обмеженням (вантажопідйомність бурової установки, зміна конструкції бурильної колони протягом циклу спорудження свердловини та ін.) та критеріям (мінімальна маса або вартість бурильної колони).

Проектування та розрахунки бурильних колон здійснюють на основі даних про:

конструкцію та профіль свердловини;

умови проходження інтервалів свердловини (види технологічних операцій, спосіб буріння, типорозмір долота, параметри режиму буріння, густина бурового розчину, можливі ускладнення);

типорозмір клинового захвату;

парк бурильних труб і ОБТ (їх номенклатура, кількість, типи замкових з'єднань).

Вибір бурильної колони зводиться до обґрунтування типу КНБК та її параметрів, типорозмірів секцій бурильних труб і визначається конструкцією свердловини, способом та умовами буріння.

Тип КНБК, розміри ОБТ, кількість та місце розташування ОЦЕ вибирають за спеціальними методиками (див. том 3). При цьому жорсткість розташованих над долотом ОБТ має бути не менше, ніж жорсткість обсадної колони, яку необхідно спустити. В такому випадку забезпечується належна підготовка стовбура свердловини до спуску обсадної колони.

Для запобігання небезпечній концентрації напружень у місцях з'єднання бурильних труб із ОБТ відношення зовнішніх діаметрів бурильних труб і ОБТ має бути не менше за 0,75. У протилежному разі застосовують дві або більше секцій ОБТ меншого діаметра.

Вибір зовнішнього діаметра секцій бурильних труб здійснюють за умови забезпечення оптимальних гідравлічних співвідношень при бурінні свердловини. У табл. 2.174 наведені рекомендації «ВНИИТнефть» для вибору діаметрів бурильних труб.

Таблиця 2.174

Рекомендовані співвідношення для вибору діаметрів бурильних труб

Діаметр обсадної колони, мм	Діаметр бурильної труби, мм	
	роторний спосіб	з допомогою вибійних двигунів
114	60(64)	—
127	60(64)	—
140	73	—
146	73	—
168	89(90)	—
178	89; 102; (90; 103)	89; 102; (90; 103)
194	102; 114; (103)	102; 114; (103)
219	102; 114; (103)	114; 127; (129)
245	114; 127; (129)	127; 140 (129; 147)
273	127; 140 (129; 147)	140 (147)
299	140 (147)	140 (147)
324	140 (147)	140 (147)
340	140 (147)	140 (147)
377	140 (147)	140 (147)
406 і більше	168 (170)	168 (170)

Примітка. У дужках наведені діаметри алюмінієвих бурильних труб, якщо вони не збігаються з діаметрами сталевих труб.

Для всіх способів буріння рекомендується встановлювати над ОБТ секцію довжиною не менше 250—300 м із труб нижчої групи міцності і максимальною товщиною стінки. Це забезпечує плавний перехід за жорсткістю від ОБТ до бурильних труб. Для роторного способу буріння ці труби повинні мати підвищені границі витривалості (труби ВК, НК, ПВ, ПН, ПК, імпортні бурильні труби).

Статичний розрахунок бурильної колони на міцність зводиться до перевірки у довільному перерізі колони труб умови міцності

$$\sigma \leq [\sigma], \quad (2.78)$$

де σ — результуюче (еквівалентне) напруження;

$[\sigma]$ — допустиме напруження.

У загальному випадку при спільній дії нормальних і тангенціальних напружень в бурильній колоні, які викликані розтягом або стисненням, згином і крученням, результуючі напруження визначають відповідно до четвертої (енергетичної) теорії міцності

$$\sigma = \sqrt{(\sigma_0 + \sigma_3)^2 + 3\tau^2}, \quad (2.79)$$

де σ_0 — розтягуючі або стискуючі напруження;

σ_3 — згинаючі напруження;

τ — тангенціальні напруження.

Допустиме напруження визначають за формулою

$$[\sigma] = \sigma_T / n, \quad (2.80)$$

де n — коефіцієнт запасу міцності, який регламентується нормативними документами;

σ_T — границя текучості.

У табл. 2.175 наведені нормативні запаси міцності при статичних розрахунках бурильних колон, регламентовані «ВНИИТнефть».

Таблиця 2.175

Нормативні запаси міцності

Умови буріння	Спосіб буріння	
	з допомогою вибійних двигунів	роторний
На суходолі і на морі із стаціонарних основ	1,40	1,50
На морі із плавучих засобів	1,45	1,55

Запас міцності бурильної колони при спуску секцій обсадних колон приймається таким, як при бурінні вибійними двигунами.

Запаси міцності бурильної колони для операцій розширення, проробки, відбору керна, розбурювання цементу приймаються рівними запасам міцності при бурінні.

При використанні суміщеного способу буріння та при бурінні з допомогою вибійних двигунів з обертанням бурильної колони запас міцності приймається як для роторного способу буріння.

У випадку використання клинового захвату умова міцності для довільного перерізу колони труб записується у вигляді

$$G \leq G_T^k / n_k, \quad (2.81)$$

де G — вага нижчерозташованих секцій бурильної колони в рідині;

G_T^k — граничне, що відповідає границі текучості, осьове навантаження на трубу в клиновому захваті. Нормативний коефіцієнт n_k запасу міцності в умові (2.81) становить 1,15.

Умови міцності від дії надлишкових зовнішніх p_z та внутрішніх p_v тисків мають вигляд:

$$p_z \leq p_{кр} / n_z; \quad (2.82)$$

$$p_v \leq p_T / n_v, \quad (2.83)$$

де $p_{кр}$ — критичний зовнішній надлишковий тиск;

p_T — граничний внутрішній надлишковий тиск, який відповідає границі текучості.

Нормативні коефіцієнти запасу міцності для умов (2.82) n_z і (2.83) n_v становлять 1,15.

Статичний розрахунок бурильної колони здійснюється для таких основних операцій: процес буріння;

відрив долота від вибою в процесі обертання колони при роторному способі буріння; процес підйому бурильної колони (для похило-скерованих і горизонтальних свердловин).

Для оцінки статичної міцності бурильної колони допускається розглядати другу операцію, яка відповідає, як правило, більш високому рівню навантаженості.

Для вертикальних свердловин розрахунку підлягають верхні перерізи секцій бурильної колони, а також верхні перерізи частин секцій, які перебувають на ділянках непланового локального викривлення.

Для похило-скерованих і горизонтальних свердловин розрахунку підлягають верхні перерізи секцій і перерізи у верхніх точках ділянок викривлення.

При бурінні свердловин із плавучих засобів додатково розраховують напруження згину на гирлі свердловини і біля дна акваторії. Розрахунку підлягають верхні перерізи секцій або їх частин, які в процесі поглиблення виявляються біля гирла або дна.

Розрахунок на витривалість бурильної колони при роторному способі буріння здійснюється за змінними нормальними напруженнями від згину і постійними напруженнями від розтягу (стиснення) і кручення та зводиться до визначення коефіцієнта запасу міцності

$$n = \frac{n_{\sigma} n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}}, \quad (2.84)$$

$$\text{де } n_{\sigma} = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a} \left(1 + \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_b} \frac{\sigma_m}{\sigma_a} \right)^{-1};$$

$$n_{\tau} = \frac{\sigma_{\tau}}{\sqrt{3}\tau};$$

n_{σ} — запас міцності за нормальними напруженнями;

n_{τ} — запас міцності за дотичними напруженнями;

σ_{-1} — границя витривалості труби при симетричному циклі згину за даними натурних випробувань;

σ_a — амплітуда змінних напружень згину;

σ_b — границя міцності;

σ_m — постійне напруження від розтягу («+») або стиснення («-») бурильної колони;

τ — границя текучості.

Для виконання умови втомної міцності коефіцієнт запасу за (2.84) має бути не меншим від нормативного запасу міцності при статичних розрахунках бурильних колон (табл. 2.175).

Розрахунок на витривалість бурильної колони здійснюється для процесу буріння. Запас міцності на втому для операції відбору керна з обертанням бурильної колони приймають таким, як для операції буріння. При виконанні технологічних операцій проробки, розширення і калібровки стовбура свердловини запас міцності на втому не регламентується.

Для вертикальних свердловин розрахунку підлягають:

нижні перерізи всіх секцій;

нижні перерізи частин секцій, які перебувають в місцях розширення свердловини;

верхні перерізи частин секцій, які перебувають в місцях непланового викривлення свердловин.

Бурильні труби на вертикальних і викривлених ділянках похило-скерованих і горизонтальних свердловин розраховують на опір втомі, причому на викривлених ділянках розрахунку підлягають верхні перерізи секцій та перерізи бурильної колони у верхніх частинах ділянок викривлення.

«ВНИИТнефть» рекомендує при розрахунку на витривалість бурильної колони у вертикальній свердловині або вертикальних ділянках ПСС враховувати постійні напруження σ_m від осьових навантажень та змінні напруження σ_a від згину внаслідок втрати колоною прямолінійної форми стійкості. Згинаючі напруження визначають для небезпечного перерізу труби (основна площа різьби на висадженому кінці, зварного шва, стабілізуючого пояса або тіла труби). При цьому осьовий момент інерції I у всіх випадках обчислюють для тіла труби, а осьовий момент опору W — для небезпечного перерізу.

Розрахунок замкових з'єднань відповідно до рекомендацій «ВНИИТнефть» здійснюється з метою перевірки допустимих навантажень на замкове з'єднання.

Осьове розтягуюче навантаження G має бути меншим за максимально допустиме $G_{\max}$ для замкових з'єднань, яке визначають за формулою

$$G_{\max} = \frac{Q_{\tau 1}}{n} - n_r Q_r, \quad (2.85)$$

де $Q_{\tau 1}$ — осьове навантаження, при якому напруження в небезпечному перерізі ніпеля (на відстані 24 мм від упорного торця) досягають границі текучості матеріалу (табл. 2.154—2.156); Q_r — мінімальне значення сили стиснення торця муфти і упорного виступу ніпеля, яке забезпечує герметичність різьбового з'єднання (див. табл. 2.154—2.156); n , n_r — відповідно коефіцієнти запасу міцності ніпеля і герметичності з'єднання, які приймають рівними нормативному запасу міцності (табл. 2.175).

Момент згвинчування M_3 замкового з'єднання, що забезпечує найбільше допустиме навантаження $G_{\max}$, визначають за формулою

$$M_3 = (A_1 + A_2) \left(\alpha_2 \frac{Q_{\tau 1}}{n} + \alpha_1 n_r Q_r \right), \quad (2.86)$$

де A_1 , A_2 — геометричні параметри різьбового замкового з'єднання, які залежать від геометричних розмірів і коефіцієнта тертя (див. табл. 2.154—2.156);

α_1 , α_2 — відносні жорсткості на розтяг—стиснення ніпеля і муфти бурильного замка (див. табл. 2.154—2.156).

Коефіцієнт тертя в різьбі k'_r визначають за формулою

$$k'_r = k_r / \cos(\alpha / 2),$$

де k_r — коефіцієнт тертя;

α — кут профілю різьби.

За даними ВНДІБТ, значення k'_r становить 0,10 (для різьбового мастила з металевими наповнювачами, наприклад, Р-416) та 0,13 (для графітового мастила).

При довільному значенні осьового розтягуючого навантаження $G \leq G_{\max}$ за допустимий крутний момент приймають

$$M_k = \min \left\{ (A_1 + A_2) \frac{Q_{\tau 1}}{n} - A_2 G; (A_1 + A_2) \frac{Q_{\tau 2}}{n} + (A_1 \alpha_1 - A_2 \alpha_2) G \right\}, \quad (2.87)$$

де $Q_{\tau 2}$ — осьове навантаження, при якому стискуючі напруження в небезпечному перерізі муфти (на відстані 24 мм від торця) досягають границі текучості матеріалу (див. табл. 2.154—2.156).

У випадку, коли

$$M_k > M_3 + (A_1 \alpha_1 - A_2 \alpha_2) G, \quad (2.88)$$

необхідно підвищити момент згвинчування до рівня

$$M'_3 = M_k - (A_1 \alpha_1 - A_2 \alpha_2) G. \quad (2.89)$$

Тоді допустиме для замкового з'єднання навантаження $G'_{\max}$ буде меншим за $G_{\max}$ та визначатиметься за виразом

$$G'_{\max} = \frac{Q_{\tau 1}}{\alpha_1 n} - \frac{M'_3}{(A_1 + A_2) \alpha_1}. \quad (2.90)$$

Якщо через які-небудь причини момент згвинчування M'_3 замкового з'єднання буде меншим за M_3 , то допустиме навантаження для з'єднання визначають за формулою

$$G''_{\max} = \frac{M'_3}{(A_1 + A_2) \alpha_2} - \frac{n_r Q_r}{\alpha_2}. \quad (2.91)$$

У випадку, коли крутний момент M_k та осьове навантаження G такі, що

$$M_k \leq M_3 + (A_1 \alpha_1 - A_2 \alpha_2) G, \quad (2.92)$$

то впливом M_k на міцність та несучу здатність замкового з'єднання можна знехтувати. З'єднання розраховують тільки на осьове навантаження, при цьому $G \leq G_{\max}$, або відповідно $G \leq G'_{\max}$ та $G \leq G''_{\max}$.

Проектування бурильної колони полягає у виборі раціональних варіантів із множини допустимих. Поняття раціональності встановлюється на основі критеріїв, вимог та обмежень, які формуються з урахуванням досвіду проектування бурильної колони в конкретному регіоні.

«ВНИИТнефть» рекомендує проектувати бурильну колону в такій послідовності.

Спочатку формується перелік технологічних операцій, які здійснюються з допомогою бурильної колони в циклі спорудження свердловини, та готуються вихідні дані для проведення цих операцій. Рекомендується операції з розширювання і проробки стовбура, розбурювання цементу, відбору керна об'єднувати в одну групу з операцією буріння для відповідного інтервалу. Операція по спуску секцій обсадних колон на бурильних трубах в залежності від умов може бути визначена як самостійна.

У залежності від конструкції свердловини, способу та умов буріння, з урахуванням пріоритету труб та їх наявності здійснюють вибір типорозмірів бурильних труб. При цьому їх розташовують у певному порядку, що сприяє в процесі послідовного перебору труб побудові бурильної колони.

Проектування бурильної колони здійснюється знизу доверху. Виконується перевірка підготовленої послідовності труб на відповідність сформульованим вимогам і умовам міцності, а саме:

геометричним співвідношенням між зовнішніми діаметрами бурильних труб і замків та внутрішніми діаметрами обсадних колон;

гідравлічним співвідношенням між зовнішніми діаметрами бурильних труб і діаметром свердловини;

жорсткісним вимогам плавного переходу від ОБТ до бурильних труб;

умовам статичної міцності;

умовам втомної міцності;

критеріям вибору бурильної колони.

Допустимі довжини секцій колони бурильних труб для умовно вертикальних свердловин визначають за формулами:

для статичних осьових навантажень

$$l_j = \frac{(G_{тj}/n) - G_{j-1}}{k_0 q_j (1 - \rho_p / \rho_m)}; \quad (2.93)$$

для статичних осьових навантажень і крутного моменту

$$l_j = \frac{1}{2A} \left(\sqrt{B^2 + 4AC} - B \right); \quad (2.94)$$

для клинового захвату

$$l_j^k = \frac{(G_{тj}^k / n_k) - (1 - \rho_p / \rho_m) \sum_{i=1}^{j-1} q_i l_i}{q_j (1 - \rho_p / \rho_m)}, \quad (2.95)$$

де $G_{тj}$ — навантаження, при якому напруження в тілі труби j -ї секції досягають границі текучості;

$G_{тj}^k$ — граничне (за умовою пластичності) осьове навантаження на трубу j -ї секції в клиновому захваті;

$$A = \left[\frac{k_0 (1 - \rho_p / \rho_m) q_j}{F_j} \right]^2 + \frac{3\beta_j^2}{W_{кj}^2};$$

$$B = \frac{2}{F_j^2} k_0 (1 - \rho_p / \rho_m) q_j G_{j-1} + \frac{6M_{j-1}\beta_j}{W_{кj}^2};$$

$$C = \left(\frac{G_{тj}}{nF_j} \right)^2 - \left(\frac{G_{j-1}}{F_j} \right)^2 - 3 \left(\frac{M_{j-1}}{W_{кj}} \right)^2;$$

M_{j-1} — крутний момент на нижньому перерізі j -ї секції труб;

β_j — коефіцієнт (оцінюється за емпіричними даними або формулами В.С. Федорова (2.57) чи О.Є.Сарояна (2.58)) для визначення крутного моменту на верхньому перерізі j -ї секції за формулою

$$M_j = M_{j-1} + \beta_j I_j; \quad (2.96)$$

F_j, W_{kj} — відповідно площа та полярний момент опору поперечного перерізу труб j -ї секції.

У формулах (2.93)—(2.95) коефіцієнти запасу міцності відповідають нормативним на задані навантаження.

Для похило-скерованих і горизонтальних свердловин відповідно до рекомендацій «ВНИИТнефть» допускається оцінювати довжину секцій за статичними осьовими навантаженнями за формулою (2.93).

Мінімальна відповідно до формул (2.93)—(2.95) довжина секцій уточнюється за критеріями статичної (з урахуванням згину, міцності замкових з'єднань тощо), втомної міцності та технологічними обмеженнями

$$I_j^{\min} \leq I_j \leq I_j^{\max},$$

де $I_j^{\max}$ — максимально допустима довжина секції, яка визначається довжиною комплекту труб даного типорозміру, який може бути виділений для буріння свердловини;

$I_j^{\min}$ — мінімально допустима довжина секцій, яка для всіх секцій, крім верхньої, встановлюється з міркувань технологічної доцільності компоновки бурильної колони. «ВНИИТнефть» рекомендує прийняти $I_j^{\min} \geq 250 \dots 300$ м.

Якщо за розрахунками довжина секції виявляється меншою $I_j^{\min}$, то вона не включається у склад компоновки бурильної колони.

У випадку, коли довжина секції обмежується умовою (2.95), необхідно використати клиновий захват із більшим допустимим навантаженням.

Якщо довжина секції більша за максимально допустиму, то її приймають рівною $I_j = I_j^{\max}$.

Коли задана послідовність типорозмірів труб є недостатньою для проектування бурильної колони, необхідно здійснити обґрунтований вибір раціонального комплексу заходів із нижчеперерахованих:

збільшити номенклатуру труб, в тому числі використати легкосплавні та імпорتنі бурильні труби;

зменшити частоту обертання бурильної колони;

зменшити вагу КНБК і навантаження на долото;

зменшити діаметри бурильних труб;

розглянути можливість зміни конструкції свердловини і профілю похило-скерованої або горизонтальної свердловини;

розглянути можливість окремого проектування бурильної колони для відповідних операцій;

переглянути розміри частин обсадних колон для спуску на бурильних трубах та ін.

Результати проектування бурильної колони подають у формі таблиці.

Приклад 2.7. Розглянемо фрагменти проектного розрахунку бурильної колони для умовно вертикальної свердловини.

Вихідні дані:

інтервал буріння 4000—4500 м;

вид технологічної операції — буріння;

діаметр проміжної обсадної колони 324 мм;

діаметр долота 393,7 мм;

спосіб буріння — роторний;

навантаження на долото 200 кН;

частота обертання колони труб 60 об/хв;

густина бурового розчину 1700 кг/м³;

тиск нагнітання бурового розчину 25 МПа;

перепад тиску на долоті 1 МПа;

тип клинового захвату — ПКР-560 з довжиною клина 400 мм;

умови буріння — нормальні.

Нехай для буріння обґрунтована КНБК, що включає ступінчасті ОБТЗ.2 з діаметрами 273, 229 і 178 мм (табл. 2.176) та проміжні ОЦЕ, кількість та місце розташування яких визначаються за спеціальною методикою (див. том 3). Така компоновка відповідає умовам запобігання небезпечній концентрації напружень у місцях з'єднання з 140 мм бурильними трубами.

Компоновка низу бурильної колони та рекомендовані моменти згинчування M_z

Тип ОБТ	Діаметр, мм		Довжина, м	Маса, кг	M_z , кН·м*
	зовнішній	внутрішній			
ОБТЗ.2	273	100	60	23868	89,0—181,3
ОБТЗ.2	229	90	25	6835	52,7—106,6
ОБТЗ.2	178	80	25	3897	32,2—63,7

* Рекомендовані моменти згинчування ОБТ при коефіцієнті тертя 0,13 (графітове мастило).

Для бурильної колони використаємо бурильні труби В із товщинами стінок 9, 10 та 11 мм груп міцності Д, К, Е, Л (ГОСТ 631—75) і ВК із товщиною стінки 11 мм та групи міцності Д (для наддолотного комплекту).

Замкові з'єднання: ЗШ-178 (для труб В) і ЗШК-178 (для труб ВК). Обмеження на мінімальну довжину секції для наддолотного комплекту приймаємо 250 м та інших секцій — 500 м. У табл. 2.177 наведені основні характеристики 140 мм труб для проектування бурильної колони.

Таблиця 2.177

Основні характеристики 140 мм бурильних труб для проектування бурильної колони

Бурильна труба	Товщина стінки труби, мм	Група міцності	Геометричні і масові характеристики				Граничні міцнісні характеристики		
			площа перерізу, см ²	осьовий момент інерції, см ⁴	осьовий момент опору, см ³	приведена маса 1 м труби, кг/м	розтягуюче навантаження, кН	навантаження в клиновому захваті, кН	внутрішній тиск, МПа
ВК	11	Д	44,48	927,6	132,8	40	1656	1379	51,31
В	9	Д	36,95	792,8	113,5	34	1376	1143	41,98
		К					1811	1504	55,24
		Е					1992	1654	60,77
		Л					2354	1955	71,82
	10	Д	40,75	861,9	123,4	37	1517	1262	46,65
		К					1997	1660	61,38
		Е					2196	1826	67,52
		Л					2596	2158	79,80
	11	Д	44,48	927,6	132,8	39,9	1656	1379	51,31
		К					2179	1814	67,52
		Е					2397	1996	74,77
		Л					2833	2360	87,78

Перевіримо нижній переріз секцій труб наддолотного комплекту на відповідність запасів міцності по втомі нормативним значенням. За формулами (2.24), (2.55), (2.72) і (2.84) обчислимо:

стрілу прогину

$$f = \frac{D - d}{2} = \frac{1,1 \cdot 0,3937 - 0,178}{2} = 0,128 \text{ м;}$$

довжину півхвилі

$$l_n = \frac{\pi}{\omega} \sqrt{\frac{1}{2}gz + \sqrt{\frac{1}{4}g^2z^2 + \frac{EI\omega^2g}{q}}} = \frac{\pi}{6,28} \sqrt{4 \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 927,6 \cdot 10^{-8} \cdot 6,28^2}{40}} = 18,53 \text{ м;}$$

амплітуду змінних напружень згину

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 EIf}{l_n^2 W} = \frac{\pi^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 927,6 \cdot 10^{-8} \cdot 0,128}{18,53^2 \cdot 132,8 \cdot 10^{-6}} = 52,92 \cdot 10^6 \text{ Па;}$$

дотичне напруження при крученні

$$\tau = \frac{M_k}{W_k} = \frac{M_d + M_{xo}}{W_k} = \frac{2,35 \cdot 10^3 + 0,72 \cdot 10^3}{265,6 \cdot 10^{-6}} = 11,56 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

запас міцності за нормальними напруженнями

$$n_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a} \left(1 + \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_b} \frac{\sigma_m}{\sigma_a} \right)^{-1} = \frac{137 \cdot 10^6}{52,92 \cdot 10^6} = 2,42;$$

запас міцності за дотичними напруженнями

$$n_\tau = \frac{G_\tau}{\sqrt{3}\tau F} = \frac{1656 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11,56 \cdot 10^6 \cdot 44,48 \cdot 10^{-4}} = 18,60;$$

коефіцієнт запасу міцності

$$n = \frac{n_\sigma n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}} = \frac{2,42 \cdot 18,60}{\sqrt{2,42^2 + 18,60^2}} = 2,40.$$

Розрахунок виконаний для нейтрального перерізу ($z = 0$; $\sigma_m = 0$).

Таким чином, запас міцності на витривалість більший за нормативне значення $n = 1,5$ (див. табл. 2.175).

Умова міцності (2.83) для надлишкових внутрішніх тисків виконується:

$$\frac{p_\tau}{n_b} = \frac{51,31 \cdot 10^6}{1,15} = 44,62 > p_b = 25 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Перевіримо верхній переріз секції труб наддолотного комплекту довжиною $l_1 = 250$ м. Для цього за формулами (2.36), (2.56), (2.58) і (2.79) обчислимо:

розтягуюче навантаження (для операції відриву долота від вибою)

$$G_1 = k_0 \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right) \sum_j q_j l_j + \Delta p_d F_\tau = 1,15 \left(1 - \frac{1700}{7850} \right) (23868 + 6835 + 3897 + 250 \cdot 40) 9,81 + 1 \cdot 10^6 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 0,1^2 = 402,1 \cdot 10^3 \text{ Н};$$

крутний момент

$$M_1 = M_d + k_{rp} D^{0,5} \omega^{0,5} \sum_j l_j d_j^2 = 2,35 \cdot 10^3 + 3,908 \cdot 10^{-2} \cdot 1700 (1,1 \cdot 0,3937)^{0,5} \cdot 6,28^{0,5} (60 \cdot 0,273^2 + 25 \cdot 0,229^2 + 25 \cdot 0,178^2 + 250 \cdot 0,1397^2) = 3,60 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

результуюче напруження

$$\sigma = \sqrt{\left(\frac{G_1}{F_1} \right)^2 + 3 \left(\frac{M_1}{W_{k1}} \right)^2} = \sqrt{\left(\frac{402,1 \cdot 10^3}{44,48 \cdot 10^{-4}} \right)^2 + 3 \left(\frac{3,6 \cdot 10^3}{265,6 \cdot 10^{-6}} \right)^2} = 93,40 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

запас міцності

$$n = \frac{\sigma_\tau}{\sigma} = \frac{379 \cdot 10^6}{93,48 \cdot 10^6} = 4,06 > 1,5.$$

Умова міцності (2.81) для клинового захвату виконується:

$$n_k = \frac{G_\tau^k}{G_1} = \frac{1379 \cdot 10^3}{402,1 \cdot 10^3} = 3,43 > 1,15.$$

Для другої секції бурильної колони приймаємо труби групи міцності Д із товщиною стінки 9 мм. Ці труби відповідають умові міцності для внутрішнього надлишкового тиску

$$\frac{p_\tau}{n_b} = \frac{41,98 \cdot 10^6}{1,15} = 36,5 \cdot 10^6 > p_b = 25 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Виконаємо перевірку нижнього перерізу другої секції на витривалість (для операції буріння). Результати розрахунків: $z = 250$; $l_n = 28,1$ м; $\sigma_a = 23,02$ МПа; $\sigma_m = 38,64$ МПа; $\tau = 13,35$ МПа; $n_\sigma = 2,47$; $n_\tau = 16,15$; $n = 2,43$. Таким чином, труби другої секції відповідають умові міцності (2.84).

Визначимо довжину другої секції бурильної колони за умовами статичних осьових навантажень і крутного моменту (2.94) та для клинового захвату (2.95).

Для умови (2.94) маємо:

$$\begin{aligned}
 G_1 &= 402,1 \cdot 10^3 \text{ Н}, \quad M_1 = 3,60 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad G_{\tau 2} = 1376 \cdot 10^3 \text{ Н}, \\
 F_2 &= 36,95 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad W_{\kappa 2} = 227,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3, \\
 q_2 &= 333,5 \text{ Н/м}, \quad \beta_2 = k\rho_p (D\omega)^{0,5} d_j^2 = 2,14 \text{ Н/м}; \\
 A &= \left[\frac{k_0(1-\rho_p/\rho_m)q_2}{F_2} \right]^2 + \frac{3\beta_2^2}{(W_{\kappa 2})^2} = 6880,765 \cdot 10^6 (\text{Н/м}^3)^2; \\
 B &= \frac{2}{F_2^2} k_0(1-\rho_p/\rho_m)q_2 G_1 + \frac{6M_1\beta_2}{(W_{\kappa 2})^2} = 18,5976 \cdot 10^{12} \text{ Н}^2/\text{м}^5; \\
 C &= \left(\frac{G_{\tau 2}}{nF_2} \right)^2 - \left(\frac{G_1}{F_2} \right)^2 - 3 \left(\frac{M_1}{(W_{\kappa 2})^2} \right)^2 = 49037,81 \cdot 10^{12} \text{ Н}^2/\text{м}^4; \\
 l_2 &= \frac{1}{2A} (\sqrt{B^2 + 4AC} - B) = 1640 \text{ м}.
 \end{aligned}$$

За умовою (2.95) одержимо

$$l_2^{\kappa} = \frac{\frac{G_{\tau 2}^{\kappa}}{n_{\kappa}} - (1-\rho_p/\rho_m) \sum_i q_i l_i}{q_2(1-\rho_p/\rho_m)} = \frac{1143 \cdot 10^3 - \left(1 - \frac{1700}{7850}\right) (23868 + 6835 + 3897 + 40 \cdot 250) 9,81}{333,5 \left(1 - \frac{1700}{7850}\right)} = 2492 \text{ м}.$$

Оскільки мінімальна довжина 1640 м секції за умовами (2.94) і (2.95) більша за обмеження на довжину секцій (500 м), то приймаємо її за довжину другої секції бурильної колони. Аналогічно визначаємо довжини інших секцій, результати розрахунків яких заносимо у табл. 2.178. При критеріальному підході формуються варіанти конструкцій бурильної колони, з яких і вибирається раціональний.

Таблиця 2.178

Результати проектування бурильної колони

Компоновка бурильної колони (знизу доверху)	Внутрішній діаметр ОБТ (мм), група міцності і товщина стінки (мм) труби	Довжина секції, м	Маса секції, кг	Розрахункові значення коефіцієнтів запасу міцності*		
				n_b	n_c	n_k
ОБТЗ.2-273	100	60	23868	—	—	—
ОБТЗ.2-229	90	25	6835	—	—	—
ОБТЗ.2-178	80	25	3897	—	—	—
ВК140	Д11	250	10000	2,40	4,06	3,43
В140	Д9	1640	55760	2,52	1,50	1,48
В140	Е9	1340	45560	3,45	1,50	1,47
В140	Л9	780	26520	2,54	1,50	1,48
В140	Л10	380	14060	2,33	1,53	1,51
		4500	186500			

* n_b — коефіцієнт запасу міцності на витривалість для нижнього перерізу секції; n_c — коефіцієнт запасу міцності від дії осового навантаження і крутного моменту для верхнього перерізу секції; n_k — коефіцієнт запасу міцності в клиновому захваті для верхнього перерізу секції.

Оцінимо допустимі навантаження на замкові з'єднання. Максимальні осові навантаження і крутні моменти відповідають замковим з'єднанням, розташованим поблизу гирла свердловини: $G = 1656,2 \text{ кН}$ та $M = 12,46 \text{ кН} \cdot \text{м}$.

Визначимо за даними табл. 2.154 при $n = 1,5$ та $k' = 0,1$ допустиме значення осового навантаження на замкове з'єднання ЗШ—178: $G_{\max} = 2550 \text{ кН}$, яке значно перевищує діючі навантаження.

За формулою (2.87) і даними табл. 2.154 знайдемо допустимий крутний момент при навантаженні $G = 1656,2 \text{ кН}$:

$$M_k = \min\left\{(A_1 + A_2) \frac{Q_{T1}}{n} - A_2 G; (A_1 + A_2) \frac{Q_{T2}}{n} + (A_1 \alpha_1 - A_2 \alpha_2) G\right\} =$$

$$= \min\left\{(8,02 + 6,90) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{4302 \cdot 10^3}{1,5} - 6,90 \cdot 10^{-3} \cdot 1656,2 \cdot 10^3;\right.$$

$$\left.(8,02 + 6,90) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{5307 \cdot 10^3}{1,5} + (8,02 \cdot 0,502 - 6,90 \cdot 0,498) \cdot 10^{-3} \cdot 1656,2 \cdot 10^3\right\} = \min\{31313; 53764\} = 31,3 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Величина допустимого крутного моменту M_k значно перевищує діючий момент $M = 12,46 \text{ кН} \cdot \text{м}$.

Перевіримо умову (2.88) можливого догвинчування замкового з'єднання. За даними табл. 2.158 при $n = 1,5$ та $k'_1 = 0,1$ визначимо момент згинчування замкового з'єднання $M_3 = 23,79 \text{ кН} \cdot \text{м}$, що забезпечує найбільше допустиме навантаження $G_{\max} = 2550 \text{ кН}$. Тоді умова

$$M_3 + (A_1 \alpha_1 - A_2 \alpha_2) G = 23,79 \cdot 10^3 + (8,02 \cdot 0,502 - 6,9 \cdot 0,498) \cdot 10^{-3} \cdot 1656,2 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 24,77 \cdot 10^3 \text{ кН} \cdot \text{м} > M = 12,46 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

вказує на те, що комбінація діючих осьового навантаження і крутного моменту є допустимою навіть для найбільш навантажених перерізів бурильної колони і що ці навантаження не викликають догвинчування замкового з'єднання.

Отже, замкові з'єднання ЗШ-178 і ЗШК-178 не викликають додаткових обмежень на використання спроектованої бурильної колони. При цьому моменти згинчування замкових з'єднань мають бути для всіх секцій рівними $M_3 = 23,79 \text{ кН} \cdot \text{м}$.

Приклад 2.8. Розглянемо фрагменти проектування бурильної колони для похило-скерованої свердловини.

Вихідні дані:

інтервал буріння 500—2000 м;

вид технологічної операції — буріння;

діаметр кондуктора 245 мм;

діаметр долота 215,9 мм;

параметри профілю свердловини (рис. 2.128) — $H_u = 260 \text{ м}$; $H_k = 43 \text{ м}$;
 $H = 2000 \text{ м}$; $R = 250 \text{ м}$; $\alpha_{II}^k = \alpha_{III}^u = \Delta\alpha = 10^\circ$; $l_{II} = 44 \text{ м}$; $l_{III} = 1723 \text{ м}$;

спосіб буріння — турбінний;

діаметр турбобура 190/195 мм;

довжина турбобура 14 м;

маса турбобура 2500 кг;

навантаження на долото 80 кН;

густина бурового розчину 1400 кг/м³;

тиск нагнітання бурового розчину 19 МПа;

перепад тиску в турбобурі і на долоті 6 МПа;

тип клинового захвату — ПКР-560 з довжиною клина 400 мм;

коефіцієнт тертя колони об породу 0,3;

умови буріння — нормальні.

Нехай для буріння обґрунтована КНБК, що включає ОБТЗ.2-178 і ОБТЗ.2-146 (табл. 2.179) та проміжні опори, кількість та місце розташування яких вибрані за спеціальними методиками (див. том 3).

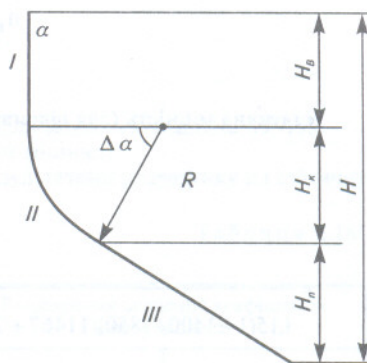


Рис. 2.128. Схема профілю похило-скерованої свердловини:
 I—вертикальна ділянка;
 II—ділянка набору кривизни;
 III—похила прямолінійна ділянка

Таблиця 2.179

Компоновка низу бурильної колони та рекомендовані моменти згинчування

Елемент компоновки	Внутрішній діаметр, мм	Довжина, м	Маса, кг	M_j^* , кН·м
Турбобур	—	14	2500	—
ОБТЗ.2-178	80	50	7795	24,80—49,39
ОБТЗ.2-146	74	12	1172	11,47—14,60

* Рекомендовані моменти згинчування ОБТ при коефіцієнті тертя 0,10 (мастило Р-416).

Відповідно до рекомендацій «ВНИИТнефть» (див. табл. 2.174) для бурильної колони використаємо 127 мм труби В із товщинами стінок 9 і 10 мм груп міцності Д і Е (табл. 2.180) та замками ЗУ-155. Нехай обмеження на мінімальну довжину секцій становить 250 м.

Основні характеристики 127 мм бурильних труб В для проектування бурильної колони

Група міцності, товщина стінки, мм	Геометричні і масові характеристики				Граничні міцнісні характеристики		
	площа перерізу, см ²	осьовий момент інерції, см ⁴	осьовий момент опору, см ³	приведена маса 1 м труби, кг/м	розтягуюче навантаження, кН	навантаження в клиновому захваті, кН	внутрішній тиск, МПа
Д9	33,36	584,1	91,98	29,5	1242	1049	46,18
Д10	36,76	633,5	99,77	32,1	1369	1157	51,31
Е9	33,36	584,1	91,98	29,5	1798	1518	66,82
Е10	36,76	633,5	99,77	32,1	1981	1675	74,27

Секцію наддолотного комплексу довжиною 250 м сформуємо із труб групи міцності Д з товщиною стінки 10 мм. Виконаємо перевірку секції на міцність: внутрішній надлишковий тиск

$$n_B = \frac{p_T}{p_B} = \frac{51,31}{19} = 2,70 > 1,15;$$

у клиновому захваті

$$n_K = \frac{G_T^K}{(1 - \rho_p / \rho_m) \sum_i G_i} = \frac{1157 \cdot 10^3}{157,1 \cdot 10^3} = 7,36 > 1,15;$$

статична міцність (для відриву долота від вибою)

$$n = \frac{G_T}{k_0 \sum_i G_i (\lambda \sin \alpha + \cos \alpha) + \Delta p_d F_T} = \frac{1369 \cdot 10^3}{1,15(1 - 1400/7850)(11467 + 250 \cdot 32,1)(0,3 \sin 10^\circ + \cos 10^\circ)9,81 + 6 \cdot 10^6 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 0,08^2} = \frac{1369 \cdot 10^3}{217,5 \cdot 10^3} = 6,29 > 1,4.$$

Перевіримо для першої секції виконання умов статичної міцності на верхній границі викривленої ділянки при підніманні бурильної колони. Оскільки довжина викривленої ділянки становить $l_{\Pi} = 44$ м, то на похилений прямолінійній ділянці буде знаходитися компоновка низу та 206 м першої секції. За формулами (2.36) і (2.38) одержимо:

$$G_{j-1} = k_0 \sum_i G_i (\lambda \sin \alpha + \cos \alpha) + \Delta p_d F_T = 1,15(1 - 1400/7850) \times \\ \times (11467 + 206 \cdot 32,1) \cdot 9,81 \cdot (0,3 \sin 10^\circ + \cos 10^\circ) + 6 \cdot 10^6 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 0,08^2 = 203,9 \cdot 10^3 \text{ Н};$$

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

$$= \frac{1}{2} \left[\frac{203,9 \cdot 10^3}{1,15 \cdot 32,1 \cdot 9,81 \cdot 250} \cdot \frac{1 + 0,3^2}{(1 - 1400/7850)} - 2 \cdot 0,3 \cos 10^\circ + (1 - 0,3^2) \sin 10^\circ \right] e^{-0,3 \cdot \frac{\pi}{180} \cdot 10} = 1,2123.$$

Для одержаного значення $\psi^+ = 1,2123$ не існує розв'язку трансцендентного рівняння (2.41). Це означає, що на всій довжині викривленої ділянки бурильна колона в процесі піднімання буде контактувати з верхньою стінкою свердловини. Тоді при $\alpha = \alpha_n = 0$ та $\alpha_* = \alpha_K$ за формулою (2.39) одержимо

$$G = 2k_0 q R \frac{(1 - \rho_p / \rho_m)}{1 + \lambda^2} [(\psi^+ e^{\lambda \alpha_K} + 2\lambda \cos \alpha_K) e^{\lambda \alpha_K} - \lambda] = 2 \cdot 1,15 \cdot 32,1 \cdot 9,81 \cdot 250 \frac{(1 - 1400/7850)}{1 + 0,3^2} \times \\ \times [(1,2123 e^{0,3 \cdot \frac{\pi}{180} \cdot 10} + 2 \cdot 0,3 \cos 10^\circ) e^{0,3 \cdot \frac{\pi}{180} \cdot 10} - 0,3] = 227,8 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

Обчислимо за формулами (2.46) і (2.79) еквівалентні напруження

$$\sigma = \frac{G}{F} + \frac{Ed}{2R} = \frac{227,8 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4}} + \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,127}{2 \cdot 250} = 114,3 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Фактичний запас міцності

$$n = \frac{G_T}{F\sigma} = \frac{1369 \cdot 10^3}{36,76 \cdot 10^{-4} \cdot 114,3 \cdot 10^6} = 3,26 > 1,4.$$

Таким чином, перша секція бурильної колони відповідає умовам міцності.

Для другої секції бурильної колони приймемо труби групи міцності Е з товщиною стінки 9 мм, міцнісні характеристики яких вищі за характеристики труб першої секції.

Оцінимо довжину другої секції за формулою (2.93):

$$l_2 = \frac{(G_{T2}/n) - G_1}{k_0 q_2 (1 - \rho_p / \rho_m)} = \frac{(1798 \cdot 10^3 / 1,4) - 217,5 \cdot 10^3}{1,15 \cdot 29,5 \cdot 9,81 (1 - 1400 / 7850)} = 3901 \text{ м},$$

яка є значно більшою за необхідну довжину другої секції:

$$l_2 = H_B + l_{II} + l_{III} - (l_0 + l_I) = 1701 \text{ м},$$

де l_0 — довжина турбобура і ОБТ.

Перевіримо умови статичної міцності для другої секції труб:

на верхній границі викривленої ділянки

$$G = 683,9 \text{ кН}, \quad \sigma = 257,3 \text{ МПа}, \quad n = 2,09 > 1,4;$$

на гирлі свердловини

$$G_2 = 809,8 \text{ кН}, \quad n = 2,22 > 1,4;$$

в клиновому захваті

$$n_k = 2,70 > 1,5.$$

Зазначимо також, що розтягуючі навантаження суттєво менші за допустимі для замкових з'єднань ЗУ-155.

Таким чином, спроектована бурильна колона (табл. 2.181) відповідає умовам міцності.

У табл. 2.181 наведені найменші значення коефіцієнтів запасу міцності за результатами розрахунку на статичну міцність.

Таблиця 2.181

Результати проектування бурильної колони

Компоновка бурильної колони (знизу доверху)	Внутрішній діаметр ОБТ (мм), група міцності і товщина стінки (мм) труб	Довжина секції, м	Маса секції, кг	Розрахункові значення коефіцієнтів запасу міцності	
				n	n _к
Турбобур	—	14	2500	—	—
ОБТЗ.2-178	80	50	7795	—	—
ОБТЗ.2-146	74	12	1172	—	—
B127	D10	250	8025	3,26	7,36
B127	E9	1701	50180	2,09	2,70
		2027	69672		