

БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

УДК 622.245

РОЗРАХУНОК ОБСАДНИХ КОЛОН ПРИ СКЛАДНОМУ НАВАНТАЖЕННІ

Я.С. Коцкулич, І.М. Ковбасюк, О.Б. Марцинків, І.І. Палійчук, І.І. Витвицький

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: drill@nuing.edu.ua

Проведено аналіз існуючих методик розрахунку обсадних колон на міцність при одночасній дії осьових і радіальних навантажень. Показано, що під час розрахунку обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин необхідно враховувати вплив згинаючих моментів на міцність труб. Запропоновано враховувати вплив згину обсадних труб на опірність зовнішньому надлишковому тиску. Визначено коефіцієнти зменшення опірності труб на зм'яття внаслідок згину залежно від інтенсивності викривлення та геометричних розмірів труб. Удосконалено методику розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-скерованих свердловин.

Ключові слова: кріплення, обсадна колона, зовнішній тиск, згин, навантаження

Проведен анализ существующих методик расчета обсадных колонн на прочность при одновременном воздействии осевых и радиальных нагрузок. Показано, что при расчете обсадных колонн для крепления наклонно-направленных скважин необходимо учитывать влияние изгибающих моментов на прочность труб. Предложено учитывать влияние изгиба обсадных труб на сопротивляемость внешнему избыточному давлению. Определены коэффициенты уменьшения сопротивляемости труб на смятие в результате изгиба в зависимости от интенсивности искривления и геометрических размеров труб. Усовершенствована методика расчета обсадных колонн на прочность для крепления наклонно-направленных скважин.

Ключевые слова: крепление, обсадная колонна, внешнее давление, изгиб, нагрузка

The analysis of existing methods for calculating casing durability in the period of simultaneous acting of axial and radial loading has been done. While calculating the casing for fastening obliquely-directed wells it is necessary to take into account the impact of bending moments on pipes bearing. To take into consideration the impact of casing bending on external gauge pressure is suggested. The coefficients of decreasing the resistance of pipes crush as a result of folding (which differs in distortion intensity and pipes geometric sizes) were determined. Calculating method of casing bearing for fastening obliquely – directed wells has been improved.

Keywords: fastening, casing, external pressure, bending, loading

Стабілізація і нарощування обсягів видобування вуглеводнів в Україні є актуальною проблемою, яку потрібно вирішувати бурінням похило-скерованих і горизонтальних свердловин як на нових родовищах, так і на тих, що знаходяться в експлуатації. Забезпечення надійності кріплення таких свердловин повинно закладатися ще на стадії проектування конструкції свердловини і розрахунку обсадних колон на міцність.

Метою даної роботи є удосконалення методики розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-скерованих свердловин шляхом врахування згину обсадних труб на опірність зовнішньому надлишковому тиску.

У разі одночасної дії зовнішнього тиску і розтягуючої сили опірність обсадних труб

зім'яттю знижується за рахунок їх пластичного деформування, що враховується чинною інструкцією розрахунку обсадних колон для кріплення нафтових і газових свердловин [1]. З цією метою проводиться коригування величини зовнішнього критичного тиску обсадних труб залежно від величини розтягуючої сили. Однак результати розрахунків суттєво відрізняються від даних експериментальних досліджень, оскільки рекомендовані інструкцією формули недостатньо обґрунтовані.

Експериментальні дослідження С.Б. Гусейнова [2] засвідчили, що при напруженні розтягу, що становить 50% від межі плинності матеріалу труб, максимальне зменшення зминаючого тиску від впливу осьового навантаження не перевищує 15%.

Аналогічні результати отримані Т.Ю. Єременком [3] при дослідженні натурних 146- і 168-мм обсадних труб із сталі групи міцності Д в умовах двовісного навантаження. Так, для труб діаметром 168 мм з товщиною стінки 8 мм при розтягуючому напруженні рівному 31,5% від межі текучості, змінюючий тиск зменшився на 11,7%.

При розрахунку обсадних колон вплив осьового розтягу на опірність труб зм'яттю Т.Ю. Єременко рекомендує враховувати з допомогою емпіричних коефіцієнтів:

для труб з коефіцієнтом стінності (відношення товщини стінки труби δ до її діаметра d) $k < 0,06$

$$z = \frac{85,7}{\delta^{2,6} \cdot d^{2,2}}; \quad (1)$$

для труб з $k > 0,06$

$$z = \frac{676,7}{\delta^{2,4} \cdot d^{3,2}}. \quad (2)$$

У виразах (1) і (2) значення δ і d підставляють в сантиметрах.

Коефіцієнт z використовується в розрахунковій формулі з визначення величини зовнішнього критичного тиску

$$p'_{кр} = p_{кр}(1 - z \cdot G_k), \quad (3)$$

де: $p'_{кр}$ – зовнішній критичний тиск обсадної труби у разі двовісного навантаження, Па;

$p_{кр}$ – зовнішній критичний тиск обсадної труби за відсутності осьової розтягуючої сили, Па;

G_k – вага колони труб встановлених нижче розрахункового перерізу, Н.

А.А. Гайворонським і А.А. Цибіним [4] на основі аналітичних досліджень запропонована для розрахунку обсадних труб в умовах двовісного навантаження формула

$$p'_{кр} = p_{кр} \left[\sqrt{1 - 3 \cdot A^2} - A \right], \quad (4)$$

де: $A = \frac{G_k}{2 \cdot F \cdot \sigma_m}$;

F – площа поперечного перерізу труби, м²;
 σ_m – межа текучості матеріалу труб, Па.

Формула, аналогічна (4), використовується для розрахунків при проектуванні обсадних колон в практиці американських фірм і в багатьох інших країнах.

Аналіз цієї формули свідчить, що при розтягуючому напруженні, рівному межі текучості сталі труб, критичний тиск обсадної труби у разі навантаження її осьовою розтягуючою силою дорівнює нулю. Зіставлення розрахункових і експериментальних даних свідчить, що формула (4) завищує вплив осьового навантаження.

Інструкцією з розрахунку обсадних колон [1] пропонується враховувати вплив осьового навантаження залежністю на зм'яття за формулою, аналогічною (3)

$$p'_{кр} = p_{кр} \left(1 - 0,3 \cdot \frac{G_k}{G_m} \right), \quad (5)$$

де G_m – величина розтягуючої сили, при якій напруження в тілі труби досягають межі текучості матеріалу труб, Н.

У порівнянні з формулою (3) формула (5) має числовий коефіцієнт 0,3, що відповідає добутку $z \cdot G_m$, в якому емпіричний коефіцієнт z може бути обчислений за формулами (1) і (2).

При проектуванні обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин крім осьового розтягуючого навантаження, зовнішнього і внутрішнього надлишкових тисків додатково необхідно враховувати вплив згинаючих моментів на міцність труб, оскільки в цьому разі виникають еквівалентні напруження, величина яких може перевищувати границю текучості матеріалу труб [5].

Згинаючі напруження при розрахунку обсадних труб з трикутним профілем різьби рекомендується враховувати шляхом зменшення величини допустимих розтягуючих напружень [6]. У разі інтенсивності викривлення $i \leq 5$ градусів на 10 м величину коефіцієнта запасу міцності на розтяг приймають згідно з табл. 1. На ділянках з більшою інтенсивністю викривлення величину коефіцієнта запасу міцності для різьбових з'єднань з трикутним профілем розраховують за формулою

$$n'_3 = \frac{n_3}{1 - n_3 \cdot \lambda \cdot (i - 0,5)}, \quad (6)$$

де: n_3 – коефіцієнт запасу міцності на розтяг для вертикальної свердловини;

λ – коефіцієнт, який враховує вплив розмірів з'єднання та його міцнісні характеристики.

Таблиця 1 – Коефіцієнти запасу міцності на розтяг для різьбових з'єднань обсадних труб

Діаметр труб, мм	114–168	178–245	273–324	понад 324
n_3	1,3	1,45	1,6	1,75

При розрахунку труб з трапецієподібним профілем різьби вказана методика ґрунтується на припущенні, що при згинанні таких труб в з'єднаннях не виникають додаткові напруження.

Розрахунок за формулою (6) проводять тільки при $i \geq 5$ градусів на 10 м, а за меншої інтенсивності викривлення розрахунки на розтяг ведуть так само, як і для вертикальних свердловин, за винятком труб діаметром більшим 168 мм. Для вказаних труб при $i = 3 - 5$ градусів на 10 м допустиме навантаження на розтяг зменшують на 10 %.

Коефіцієнт запасу міцності на розтяг по тілу труби на викривленій ділянці свердловини визначають за формулою

$$n'_4 = \frac{n_4}{1 - n_4 \cdot \lambda \cdot (i - 0,5)}, \quad (7)$$

де n_4 – коефіцієнт запасу міцності труб для кріплення вертикальної свердловини, $n_4 = 1,25$.

Таблиця 2 – Значення зовнішнього критичного тиску залежно від інтенсивності викривлення, МПа

Діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм	Інтенсивність викривлення, градус/10 м					
		0	1	2	3	4	5
146	6,5	18,95	18,95	18,91	18,071	17,133	16,095
	7,0	22,158	22,158	21,859	20,746	19,535	18,229
	7,7	26,623	26,623	25,825	24,328	22,746	21,085
	8,5	31,576	31,576	30,103	28,198	26,228	24,197
	9,5	37,493	37,452	35,145	32,786	30,381	27,932
	10,7	44,263	43,716	40,905	38,059	35,181	32,273

Рекомендації з розрахунку обсадних колон для кріплення інтервалів з інтенсивністю викривлення понад 5 градусів на 10 метрів відсутні, хоч буріння таких свердловин ведеться як у вітчизняній, так і в зарубіжній практиці. Тому чинні рекомендації прийняті без достатнього наукового обґрунтування і не відповідають реальним умовам роботи обсадних колон у похило-скерованій свердловині.

З наведеного аналізу видно, що чинними інструкціями [1, 6] вплив згину рекомендовано враховувати лише при розрахунку на розтяг. Проте, як свідчать теоретичні [7] та експериментальні дослідження [8], згин обсадних труб призводить до зменшення величини зовнішнього критичного тиску, що необхідно враховувати у разі великої інтенсивності викривлення свердловини.

Одним із основних чинників, який впливає на зниження опірності обсадних труб зовнішньому тиску, є форма поперечного перерізу. Дослідженнями Саркісова Г.М. [9], Єременка Т.Ю. [3] та інших встановлено, що овальність 168-мм обсадних труб в 1% призводить до зменшення їх міцності на зім'яття приблизно на 14%. Тому овальність труб враховують під час розрахунку обсадних труб на зовнішній надлишковий тиск [1], в той же час при розрахунку обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин не передбачено врахування впливу інтенсивності викривлення свердловини на зміну овальності труб і, відповідно, їх опірність дії зовнішнього тиску.

Суть проектування обсадної колони полягає в тому, що за результатами розрахунків повинна бути скомпонована умовно рівномірна багатосекційна її конструкція, яка б відповідала умовам міцності для конкретної свердловини на всіх етапах роботи і в той же час була б якомога дешевшою.

Враховуючи те, що навантаження по довжині колони неоднакові, а її конструкція має бути рівномірною, обсадну колону комплектують з декількох секцій обсадних труб з різною товщиною стінки і з різних груп міцності сталі. Крім того, необхідно враховувати зміну величини зовнішнього критичного тиску від інтенсивності викривлення при різних значеннях коефіцієнта стінності. В табл. 2 наведені значення зовнішнього критичного тиску залежно від інтенсивності викривлення для обсадних труб діаметром 146 мм групи міцності Д вико-

нання А (результати отримані за формулами з роботи [7]).

З табл. 2 видно, що за більших значень товщини стінки вплив інтенсивності викривлення на величину зовнішнього критичного тиску проявляється більшою мірою. Так, величина зовнішнього критичного тиску зменшується приблизно на 1% для труб з товщиною стінки $\delta = 6,5$ мм та інтенсивності викривлення $i = 2^\circ/10$ м, а для труб з товщиною стінки $\delta = 10,7$ мм та інтенсивності викривлення $i = 1^\circ/10$ м – на таку ж величину.

Скориставшись даними табл. 2, знаходимо коефіцієнти зменшення опірності труб на зім'яття n_1' внаслідок згину.

Загалом коефіцієнт зменшення величини зовнішнього критичного тиску за рахунок згину визначаємо за формулою

$$n_1' = \frac{P_{зкр}(i)}{P_{зкр}}, \quad (8)$$

де $P_{зкр}$ – зовнішній критичний тиск для прямолінійних труб, МПа.

За вихідне приймаємо значення зовнішнього критичного тиску для прямолінійних труб $n_1' = 1,0$. Значення коефіцієнта n_1' при інтенсивності викривлення 1 градус/10 м визначають за формулою (8), як відношення величини зовнішнього критичного тиску при інтенсивності викривлення 1 градус/10 м до величини зовнішнього критичного тиску для прямолінійних труб (табл. 2). Наприклад, для 146-мм труб з товщиною стінки $\delta = 8,5$ мм при інтенсивності викривлення $i = 3^\circ/10$ м

$$n_1' = \frac{28,198}{31,576} = 0,89.$$

Аналогічно визначають величину коефіцієнта n_1' при інших значеннях інтенсивності викривлення і коефіцієнта стінності труб. Результати розрахунків наведено в табл. 3.

Для визначення коефіцієнта n_1' при інтенсивності викривлення, яка знаходиться між значеннями, наведеними в табл. 3, скористаємося методом лінійної інтерполяції, що можна приймати для малих діапазонів. Тоді

Таблиця 3 – Коефіцієнти зменшення величини зовнішнього критичного тиску внаслідок згину для труб діаметром 146 мм

Товщина стінки, мм	Коефіцієнт n'_1 при інтенсивності викривлення, градус/10 м				
	1	2	3	4	5
6,5	1,0	0,99	0,95	0,9	0,85
7,0	1,0	0,99	0,94	0,88	0,82
7,7	1,0	0,97	0,91	0,85	0,79
8,5	1,0	0,95	0,89	0,83	0,77
9,5	0,999	0,94	0,87	0,81	0,74
10,7	0,99	0,92	0,86	0,79	0,73

$$n'_{1(i)} = n'_{1(i-1)} + \frac{n'_{1(i+1)} - n'_{1(i-1)}}{i_{i+1} - i_{i-1}} \cdot (i_i - i_{i-1}), \quad (9)$$

де: $n'_{1(i)}$ – коефіцієнт зменшення опору на зім'яття при i -ому значенні інтенсивності викривлення;

$n'_{1(i-1)}$ – коефіцієнт зменшення опору на зім'яття при цілому значенні інтенсивності викривлення, меншому за i -те (табл. 3);

$n'_{1(i+1)}$ – коефіцієнт зменшення опору на зім'яття при цілому значенні інтенсивності викривлення, більшому за i -те (табл. 3).

Наприклад, визначити коефіцієнт зменшення опору на зім'яття внаслідок згину для обсадних труб діаметром 146 мм, з товщиною стінки 7,0 мм при інтенсивності викривлення 3,1 градуси на 10 м.

Значення заданої інтенсивності викривлення знаходиться між значеннями інтенсивності викривлення 3 градуси на 10 м та 4 градуси на 10 м (табл. 3). Тоді за формулою (9)

$$n'_{1(3,1)} = 0,94 + \frac{0,88 - 0,94}{4 - 3} \cdot (3,1 - 3) = 0,934.$$

Аналогічні розрахунки можна здійснити і для інших типорозмірів обсадних труб.

Проектування конструкції колони при бурінні похило-скерованих свердловин проводять у такій послідовності.

1. Будують епюри зовнішніх і внутрішніх надлишкових тисків відповідно до профілю свердловини для характерних точок.

2. Встановлюють коефіцієнт запасу міцності n_1 на зовнішній тиск для інтервалу перфораційного об'єкта (як правило, це труби одного типорозміру) і підбирають труби з умови

$$P_{кр1} \geq n_1 \cdot P_{зн}, \quad (10)$$

де $P_{зн}$ – зовнішній надлишковий тиск на вибої свердловини, МПа.

Якщо товщина перфораційного об'єкта не перевищує 200-300 м, він перекривається однією секцією. Якщо поклад багатопластовий, і його загальна товщина перевищує 300 м, то в зоні перфораційного об'єкта можна встановлювати дві і більше секцій труб. Довжину першої секції уточнюють по осі свердловини.

Після цього знаходять вагу першої секції за формулою

$$G_1 = \ell_1 \cdot q_1, \quad (11)$$

де: ℓ_1 – довжина першої секції, м;

q_1 – приведена вага погонного метра першої секції, кН/м.

3. З епюри визначають величину зовнішнього надлишкового тиску на глибині положення верхнього кінця першої секції (переважно це відповідає покривлі продуктивного пласта) і підбирають труби з найближчим більшим значенням критичного тиску для другої секції колони. Величину цього тиску уточнюють з умови двовісного навантаження від ваги першої секції

$$P'_{кр2} = P_{кр2} \left(1 - 0,3 \cdot \frac{G_1}{G_{T2}} \right), \quad (12)$$

де: G_1 – вага першої секції, кН;

G_{T2} – розтягуюче навантаження, при якому напруження в тілі труб другої секції досягають межі текучості, кН.

Для знайденого значення $P'_{кр2}$ уточнюють глибину опускання другої секції по вертикалі з коригуванням довжини секції по осі свердловини та вагу першої секції.

4. Для визначення довжини другої секції підбирають труби для третьої секції з найближчою меншою порівняно з другою секцією міцністю і з епюри (вертикальної проекції) знаходять глибину, яка відповідає критичному тиску цих труб $P_{кр3}$ (при $n_1 = 1,0$). Знаходять довжину (спочатку по вертикалі, а потім по осі свердловини) і вагу другої секції, сумарну вагу двох секцій, враховують вплив розтягу від ваги двох секцій на величину $P_{кр3}$, уточнюють глибину опускання третьої секції по вертикалі, довжину секції по осі свердловини і вагу другої секції та сумарну уточнену вагу двох секцій.

Для інтервалів збільшення або зменшення зенітного кута необхідно враховувати вплив інтенсивності викривлення на зміну напруженого стану і форми поперечного перерізу труби під дією зовнішнього надлишкового тиску. Значення зовнішнього критичного тиску для труб, що будуть встановлені в інтервалі зміни зенітного кута, перемножують на коефіцієнт зменшення опірності труб на зім'яття внаслідок згину $p_{кр} \cdot n'_1$ і за епюрою зовнішнього надли-

шкорого тиску уточнюють глибину опускання труб даної секції. Якщо глибина опускання труб, згідно з епюрою, буде знаходитися нижче інтервалу зміни Zenітного кута, то підібрані обсадні труби задовольняють умові міцності з врахуванням згину. Якщо ж значення глибини знаходяться в інтервалі зміни Zenітного кута або вище інтервалу, то необхідно провести відповідні перерахунки: для попередньої секції підібраних труб знаходять значення критичного тиску з врахуванням згину і за епюрою зовнішнього надлишкового тиску встановлюють нижню межу секції. Якщо ці труби мають достатню міцність, то їх можна встановити в інтервалі збільшення або зменшення Zenітного кута плюс 50 м вище верхньої межі, після чого визначають уточнену вагу секції та сумарну вагу.

Аналогічно підбирають труби для наступних (розташованих вище) секцій труб.

Паралельно з розрахунком на зовнішній надлишковий тиск виконують перевірку умов міцності секцій труб на внутрішній тиск і розтяг (у верхніх перерізах підібраних секцій) за формулами

$$p_{вн} \leq \frac{p_{вкр}}{n_2}; \quad (13)$$

$$\sum_1^n G_i \leq [G]. \quad (14)$$

Перевірку колони на розтяг проводять з врахуванням згину за методикою, поданою в [6].

Невиконання умови (13) означає, що труби верхньої секції повинні бути замінені на більш міцні. Для цього на епюрі внутрішнього надлишкового тиску знаходять глибину, де $p_{вн} = p_{вкр} / n_2$, і встановлюють верхню межу секції. Після цього уточнюють довжину і вагу даної секції. Труби вище розташованих секцій підбирають з умови міцності на внутрішній надлишковий тиск, тобто повторюють попередній розрахунок для більш міцних труб. При цьому перевіряють виконання умови (14).

Якщо не виконується умова (14), то переходять до розрахунку колони на розтяг. Спочатку перевіряють умову (14) для нижньої частини даної секції

$$\sum_1^{n-1} G_i \leq [G]. \quad (15)$$

Якщо нерівність (15) задовольняється, то знаходять довжину n-ї секції з умови міцності на розтяг

$$\ell_n = \frac{[G] - \sum_1^{n-1} G_i}{q_n}. \quad (16)$$

Довжину наступних секцій (встановлених вище) визначають з умови міцності на розтяг за формулою

$$\ell_{n+1} = \frac{[G_{n+1}] - [G_n]}{q_{n+1}}. \quad (17)$$

Якщо нерівність (15) не задовольняється, то це означає, що дану секцію неможливо встановити, і тоді уточнюють довжину попередньої секції з умови міцності на розтяг. Аналогічно, користуючись формулами (16) і (17), підбирають наступні секції колони з перевіркою виконання умови (13).

Отже, на підставі результатів теоретичних [7] і експериментальних [8] досліджень удосконалено методику розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-скерованих свердловин, якою передбачено врахування впливу згину труб на їх опірність зовнішньому надлишковому тиску. Вплив згину при розрахунку обсадних колон на зовнішній надлишковий тиск рекомендовано враховувати шляхом введення поправочного коефіцієнта до величини зовнішнього критичного тиску залежно від інтенсивності викривлення, товщини стінки, діаметра труб і групи міцності сталі.

Література

- 1 Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М., 1997. – 194 с.
- 2 Гусейнов С.Б. Результаты экспериментальных исследований при двухосном нагружении обсадных труб и методика расчета колонн / С.Б. Гусейнов // [тр. АЗНИИБурнефть]. – М.: Недра, 1965. – Вып. 6. – С. 269-277.
- 3 Еременко Т.Е. Крепление нефтяных и газовых скважин / Т.Е. Еременко. – М.: Недра, 1965. – 214 с.
- 4 Гайворонский А.А. Крепление скважин и разобщение пластов / А.А. Гайворонский, А.А. Цыбин. – М.: Недра, 1981. – 367 с.
- 5 Сенюшкович М.В. Розрахунок обсадних колон на міцність при кріпленні похило-направлених свердловин / М.В. Сенюшкович; Івано-Франк. держ. техн. ун-т нафти і газу. – Київ, 1995. – 10с. Деп. в ДНТБ України 01.06.95. № 1368-Ук.95.
- 6 Инструкция по расчету обсадных колонн для наклонно-направленных скважин. ВНИИТ-нефть. – Куйбышев, 1979. – 20 с.
- 7 Коцкулич Я.С. Визначення величини зовнішнього критичного тиску для обсадних труб із врахуванням згину / Я.С.Коцкулич, О.М.Лев, О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 2(7). – С. 84-88.
- 8 Коцкулич Я.С. Дослідження зміни напруженого стану обсадних труб при згині / Я.С. Коцкулич, О.М. Лев, О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 4(33). – С. 45-49.
- 9 Саркисов Г.М. Расчеты бурильных и обсадных колонн / Г.М. Саркисов. – М.: Недра, 1976. – 206 с.

Стаття поступила в редакційну колегію
07.11.11

Рекомендована до друку професором
В.М. Мойсишиним