

# НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ

УДК 622.245

## ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ОБСАДНИХ КОЛОН ДЛЯ КРІПЛЕННЯ БОКОВИХ СТВОЛІВ

*І.М. Ковбасюк, О.Б. Марцинків, М.І. Ковбасюк, Б.О. Марцинків*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727137,  
e-mail: drill@nuing.edu.ua*

*Вказано на необхідність забезпечення надійності кріплення бокових стволів ще на стадії проектування конструкції свердловини і розрахунку обсадних колон на міцність. Проведено аналіз існуючих методик розрахунку обсадних колон на міцність при одночасній дії осьових і радіальних навантажень. Чинні на даний час рекомендації прийняті без достатнього наукового обґрунтування і не завжди відповідають реальним умовам роботи обсадних колон у бокових стволах. Показано, що під час розрахунку обсадних колон для кріплення бокових стволів 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 для обсадних труб діаметром 114 мм та 127 мм, які найчастіше використовуються під час кріплення бокових стволів. Удосконалено методику розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення бокових стволів. Розроблена методика може бути використана також для розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення звичайних похило-скерованих та горизонтальних свердловин.*

*Ключові слова: обсадна колона, навантаження, згин.*

*Отмечена необходимость обеспечения надежности крепления боковых стволов еще на стадии проектирования конструкции скважины и расчета обсадных колонн на прочность. Проведен анализ существующих методик расчета обсадных колонн на прочность при одновременном воздействии осевых и радиальных нагрузок. Действующие в данное время рекомендации приняты без достаточного научного обоснования и не всегда отвечают реальным условиям работы обсадных колонн в боковых стволах. Показано, что при расчете обсадных колонн для крепления боковых стволов необходимо учитывать влияние изгибающих моментов на прочность труб. Предлагается 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 для обсадных труб с диаметром 114мм и 127мм, наиболее часто использующих при креплении боковых стволов. Усовершенствована методика расчета обсадных колонн на прочность для крепления боковых стволов. Разработанная методика может быть использована также для расчета обсадных колонн на прочность для крепления обычных наклонно-направленных и горизонтальных скважин.*

*Ключевые слова: обсадная колонна, нагрузка, изгиб.*

*The necessity to provide reliable lateral hole lining at the stage of well planning and calculations of the casing strength was identified. The current methods of casing strength calculations with simultaneous application of radial and axial load were analyzed. The current recommendations were approved without sufficient scientific background and they do not always match with real operating conditions of casing in the lateral hole. It was shown that during calculations of casing for the lateral holes the influence of bending forces onto the pipe strength shall be considered. It was proposed to consider the influence of bending forces onto resistance of external differential pressure. The indices of casing resistance under the action of compressive force as a result of bending depending on the curve intensity and geometrical parameters of casing, 144mm and 127mm in diameter, commonly used for lateral hole lining, were determined. The calculation methods of casing strength calculations were improved for lateral hole lining. These methods shall also be used for calculations of the casing strength for lining of conventional directional and horizontal wells.*

*Keywords: casing pipe, load, bend.*

**Вступ.** Стабілізація і нарощування обсягів видобування вуглеводнів в Україні є актуальною проблемою, яку потрібно вирішувати шляхом буріння похило-скерованих і горизонталь-

них свердловин як на нових родовищах, так і на тих, що знаходяться в експлуатації, в тому числі буріння бокових стволів з вже існуючих свердловин. Свердловини з боковими стволами

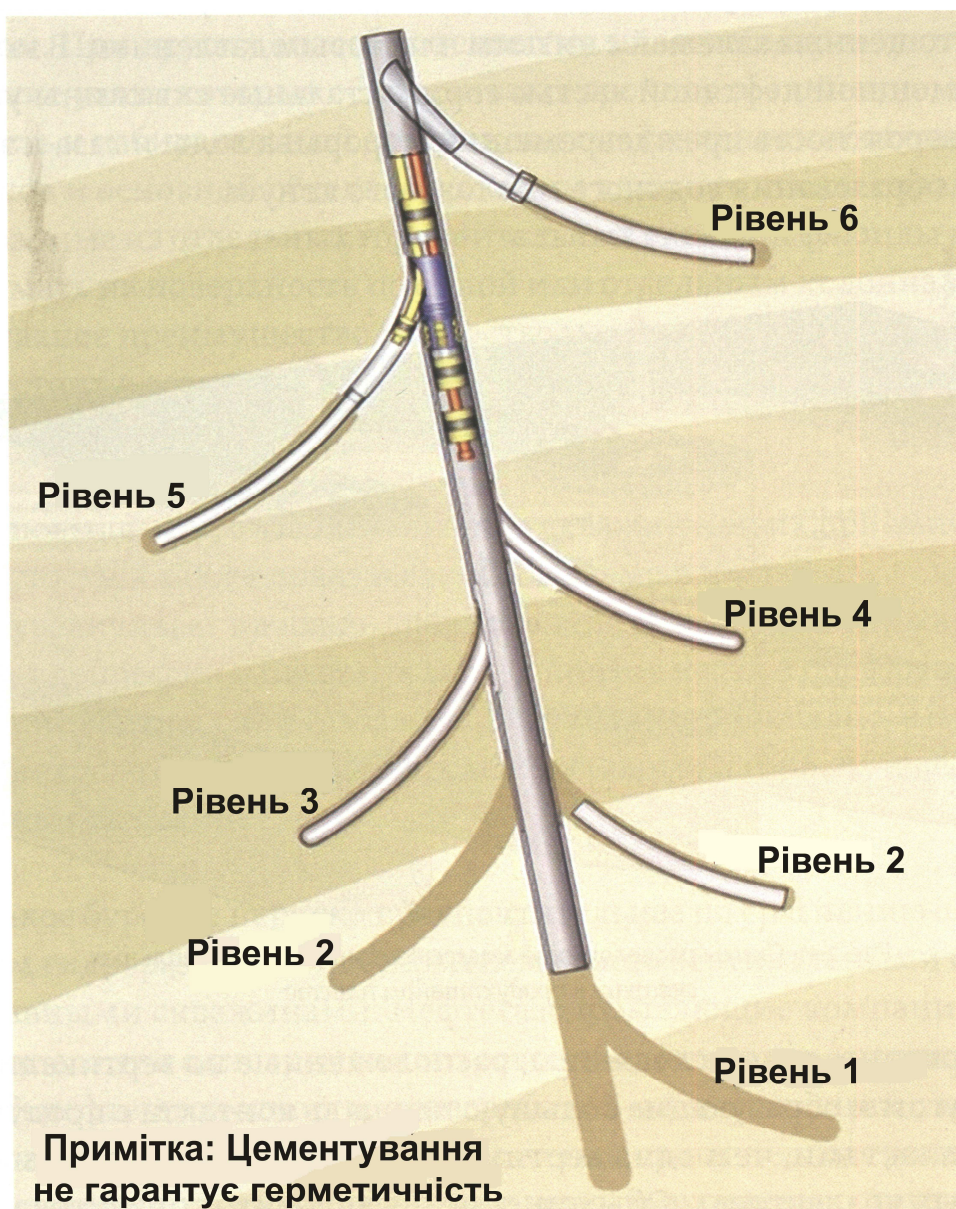


Рисунок 1 – Класифікація багатовибійних свердловин

дозволяють зменшити вартість проекту розробки родовища. Якщо трубопроводи і обладнання для видобування вже змонтовано, дозвіл на буріння додаткових стволів і переведення в експлуатацію може бути отримано в короткі терміни. Спорудження бокових стволів забезпечує збільшення дебітів свердловин та коефіцієнтів флюїдовилучення. Забезпечення надійності кріплення бокових стволів повинно закладатися ще на стадії проектування конструкції свердловини і розрахунку обсадних колон на міцність.

**Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень і публікацій.** Існують чотири основні технологічні схеми закінчування бокових стволів:

- відкритий ствол;
- фільтр без цементування;
- суцільне цементування;
- манжетне цементування.

Вибір схеми закінчування бокових стволів здійснюють, виходячи з геологічних факторів продуктивних пластів. Крім кріплення бокових стволів хвостовиками, можливий спосіб кріплення експлуатаційними колонами, опущеними від устя свердловини.

Технології буріння багатовибійних свердловин класифікують у відповідності до The TAML Classification System [1]. Залежно від складності, ризику і типу з'єднань стволів розрізняють (рис. 1):

- рівень 1 – основний ствол і бокові відгалуження не мають кріплення обсадними трубами, або в кожному стволі підвішений хвостовик. Міцність з'єднань і його гідравлічна герметичність залежить від властивостей гірської породи, в якій знаходиться місце з'єднання;

- рівень 2 – основний ствол закріплений і зацементований, боковий ствол має відкритий вибій або обладнаний хвостовиком (фільтром). З'єднання гідравлічно не ізолюване;

- рівень 3 – основний ствол закріплений і зацементований, боковий ствол закріплений без цементування (можливе кріплення у місці розгалуження без цементування);

- рівень 4 – основний і боковий стволи закріплені і зацементовані. Боковий ствол обладнаний хвостовиком (фільтром);

- рівень 5 – основний і боковий стволи закріплені і зацементовані (технологічне обладнання кріпиться з використанням пакерів). З'єднання герметичне і може бути зацементоване;

- рівень 6 – основний ствол має вибієне розгалуження і кріплення обладнання для роздільного видобутку. З'єднання герметичне, використання тільки цементу для герметизації є недостатнім.

Аналіз промислових даних свідчить, що інтенсивність викривлення бокових стволів може становити 4 і більше градуси на 10 метрів.

Внаслідок згину обсадних колон напружений стан обсадних труб посилюється, оскільки вони піддаються одночасній дії радіальних та осьових навантажень і згинального моменту.

У разі одночасної дії зовнішнього тиску і розтягуючої сили опірність обсадних труб змінюється за рахунок їх пластичного деформування, що враховується чинною інструкцією розрахунку обсадних колон для кріплення нафтових і газових свердловин [2]. З цієї 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 [3] засвідчили, що при напруженні розтягу, що становить 50 % від межі плинності матеріалу труб, максимальне зменшення зминаючого тиску від впливу осьового навантаження не перевищує 15 %.

Т.Ю. Єременком отримані аналогічні результати [4] 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 плинності, зминаючий тиск зменшився на 11,7 %.

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

– для труб з коефіцієнтом стінності (відношення товщини стінки труби  $\delta$  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  $\delta$  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 [5] 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, м<sup>2</sup>;

$\sigma_m$  - межа плинності матеріалу труб, Па.

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

Аналіз цієї формули свідчить, що при розтягуючому напруженні, рівному межі плинності 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 [2] пропонується враховувати вплив осьового навантаження залежністю на змінюваність формулою, аналогічною (3)

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

де  $G_m$  - величина розтягуючої сили, при якій напруження в тілі труби досягають межі плинності 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 та горизонтальних свердловин (в тому числі бокових стволів), 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 межу плинності матеріалу труб [6].

Згинаючі напруження при розрахунку обсадних труб з трикутним профілем різьби рекомендується враховувати шляхом зменшення величини допустимих розтягуючих напружень [7]. У разі інтенсивності викривлення  $i \leq 5$  градусів на 10 м величину коефіцієнта запасу міцності на розтяг приймають згідно з таблицею 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;

$\lambda$  - 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	$n_3$
114 – 168	1,3
178 – 245	1,45
273 – 324	1,6
Понад 324	1,75

При розрахунку труб з трапецієподібним профілем різьби вказана методика ґрунтується на припущенні, що при згинанні таких труб в з'єднаннях не виникає додаткових напружень.

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 за 168 мм. Для вказаних труб при  $i = 3 \div 5$  градусів на 10 м допустиме навантаження на розтяг зменшують на 10 %.

Коефіцієнт запасу міцності на розтяг по тїлу 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,  $n_4 = 1,25$ .

Рекомендації щодо 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 зарубїжній практиці. Тому чинні рекомендації прийняті без достатнього наукового обґрунтування і не відповідають реальним умовам роботи обсадних колон у похило-скерованих та горизонтальних свердловинах (в тому числі бокових стволів).

З наведеного аналізу видно, що чинними інструкціями [2, 7] вплив згину рекомендовано враховувати лише при розрахунку на розтяг. Проте, як свідчать теоретичні [8] та експериментальні дослідження [9], згинання 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 його поперечного перерізу. Дослідженнями Саркісова Г.М. [10], Єременка Т.Ю. [4] та інших встановлено, що овальність 168-мм обсадних труб в 1 % призводить до зменшення їх міцності на зїм'яття приблизно на 14 %. Тому овальність труб враховують під час розрахунку обсадних труб на зовнішній надлишковий тиск [2], в той же час при розрахунку обсадних колон для кріплення похило-скерованих та горизонтальних свердловин (в тому числі бокових стволів) не передбачено врахування впливу інтенсивності викривлення свердловини на зміну овальності труб і, відповідно, їх опірність дії зовнішнього тиску.

Метою даної роботи є удосконалення методики розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення бокових стволів шляхом врахування згину обсадних труб на опірність зовнішньому надлишковому тиску.

**Висвітлення основного матеріалу.** Суть проектування обсадної колони полягає в тому, що за результатами розрахунків повинна бути скомпонована умовно рівномічна 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 стїнки і з різних груп міцності сталі. Крім того, необхідно враховувати зміну величини зовнішнього критичного тиску від інтенсивності викривлення при різних значеннях коефіцієнта стїнності.

Величину зовнішнього критичного тиску із врахуванням згину визначаємо за формулою [8]

$$P_{зкр} = \frac{p_0 E}{12(1 - \mu^2) \left( \frac{\delta}{t} \right)^3}, \quad (8)$$

де  $E$  – модуль пружності матеріалу труби, Па;  
 $\mu$  – коефіцієнт Пуассона;  
 $t$  – периметр поперечного перерізу труби, поділений на  $2\pi$ ;

$p_0$  – безрозмірний параметр зовнішнього тиску, який враховує кривизну і зміну форми поперечного перерізу труби.

Таблиця 2 – Значення зовнішнього критичного тиску для обсадних труб діаметром 114 мм та 127 мм залежно від інтенсивності викривлення, МПа

Діаметр труб, мм	Товщина стінки	Інтенсивність викривлення, градус/10м					
		0	1	2	3	4	5
114	5,2	19,888	19,888	19,888	19,475	18,739	17,941
	5,7	23,991	23,991	23,991	23,073	22,061	20,991
	6,4	29,622	29,622	29,161	27,828	26,447	25,022
	7,4	37,254	37,254	35,945	34,135	32,295	30,426
	8,6	45,873	45,836	43,555	41,254	38,935	36,597
	10,2	56,825	56,141	53,265	50,377	47,479	44,569
127	5,6	18,582	18,582	18,582	18,085	17,337	16,513
	6,4	24,481	24,481	24,267	23,152	21,966	20,712
	7,5	32,349	32,349	31,267	29,577	27,839	26,054
	9,2	43,619	43,479	41,082	38,658	36,208	33,733
	10,7	52,972	52,217	49,247	46,261	43,258	40,24

$$\begin{aligned}
 p_0 = & \left\{ \frac{3E\delta(S_1^2 - C_1^2)}{8t(1+\mu)} + \frac{E}{4(1-\mu^2)} \left( \frac{\delta}{t} \right)^2 - \sigma_m + \right. \\
 & + EtS_1 \left( \frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) + \left[ \frac{3E\delta(S_1^2 - C_1^2)}{8t(1+\mu)} + \frac{E}{4(1-\mu^2)} \left( \frac{\delta}{t} \right)^2 - \right. \\
 & \left. \left. - \sigma_m + EtS_1 \left( \frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) \right]^2 - \frac{E}{(1-\mu^2)} \left( \frac{\delta}{t} \right)^2 \times \right. \\
 & \left. \times \left( \sigma_m - EtS_1 \left( \frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) \right)^2 \times \left\{ - \frac{E}{6(1-\mu^2)} \left( \frac{\delta}{t} \right)^2 \right\}^{-1} \right\} \quad (9)
 \end{aligned}$$

де  $S_1, C_1$  – коефіцієнти розкладання, що враховують зміну форми поперечного перерізу труби;

$\rho_0, \rho$  – радіуси кривизни осі труби відповідно до  $i$  після деформації, м.

Значення зовнішнього критичного тиску розраховані для обсадних труб діаметром 114 мм та 127 мм при різних значеннях інтенсивності викривлення наведено в таблиці 2.

Для визначення зовнішнього критичного тиску при інтенсивності викривлення, яка знаходиться між значеннями, наведеними в таблиці 2, скористаємося методом лінійної інтерполяції за формулою

$$p_{зкр(i)} = p_{зкр(i-1)} + \frac{p_{зкр(i+1)} - p_{зкр(i-1)}}{i_{i+1} - i_{i-1}} \cdot (i - i_{i-1}), \quad (10)$$

де  $p_{зкр(i)}$  – зовнішній критичний тиск при  $i$ -ому значенні інтенсивності викривлення, МПа;

$p_{зкр(i-1)}$  – зовнішній критичний тиск при цілому значенні інтенсивності викривлення, меншому за  $i$ -те (таблиця 2), МПа;

$p_{зкр(i+1)}$  – зовнішній критичний тиск при цілому значенні інтенсивності викривлення, більшому за  $i$ -те (таблиця 2), МПа;

$i_i$  – задана інтенсивність викривлення, градус/10м;

$i_{i-1}$  – попереднє ціле значення інтенсивності викривлення, градус/10м (таблиця 2);

$i_{i+1}$  – наступне ціле значення інтенсивності викривлення, градус/10м (таблиця 2).

Наприклад визначити зовнішній критичний тиск для обсадних труб діаметром 114 мм, з товщиною стінки 7,4 мм при інтенсивності викривлення 2,7 град/10м.

Значення заданої інтенсивності викривлення знаходиться між значеннями інтенсивності викривлення 2град/10м та 3град/10м (таблиця 2).

Тоді за формулою (10)

$$\begin{aligned}
 p_{зкр(2,7)} &= 35,945 + \frac{34,135 - 35,945}{3 - 2} \cdot (2,7 - 2) = \\
 &= 34,678 \text{ МПа.}
 \end{aligned}$$

Аналізуючи таблицю 2, бачимо, що при більших значеннях товщини стінки обсадних труб вплив інтенсивності викривлення на величину зовнішнього критичного тиску проявляється більшою мірою. Так, для обсадних труб діаметром 114 мм величина зовнішнього критичного тиску зменшується приблизно на 1 % для труб з товщиною стінки  $\delta = 6,4$  мм та інтенсивності викривлення  $i = 2^0 / 10$  м, а для обсадних труб з товщиною стінки  $\delta = 10,2$  мм та інтенсивності викривлення  $i = 1^0 / 10$  м – на таку ж величину.

Скориставшись даними таблиці 2, знаходимо коефіцієнти зменшення опірності труб на зм'яття  $n_1'$  внаслідок згинання.

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

$$n_1' = \frac{p_{зкр(i)}}{p_{зкр}}, \quad (11)$$

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



Таблиця 3 – Коефіцієнти зменшення величини зовнішнього критичного тиску внаслідок згинання для труб діаметром 114 мм та 127 мм

Діаметр труб, мм	Товщина стінки	Коефіцієнт $n'_1$ при інтенсивності викривлення, градус/10м				
		1	2	3	4	5
114	5,2	1,0	1,0	0,979	0,942	0,902
	5,7	1,0	1,0	0,962	0,92	0,875
	6,4	1,0	0,984	0,939	0,893	0,845
	7,4	1,0	0,965	0,916	0,867	0,817
	8,6	0,999	0,949	0,899	0,849	0,798
	10,2	0,988	0,937	0,887	0,836	0,784
127	5,6	1,0	1,0	0,973	0,933	0,889
	6,4	1,0	0,991	0,946	0,897	0,846
	7,5	1,0	0,967	0,914	0,861	0,805
	9,2	0,997	0,942	0,886	0,83	0,773
	10,7	0,986	0,93	0,873	0,817	0,76

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 (11) як відношення величини зовнішнього критичного тиску при інтенсивності викривлення 1 градус/10м до величини зовнішнього критичного тиску для прямолінійних труб (таблиця 2). Наприклад, для обсадних труб діаметром 114 мм з товщиною стінки  $\delta = 7,4$  мм при інтенсивності викривлення  $i = 3^0 / 10$  м

$$n'_1 = \frac{34,135}{37,254} = 0,916.$$

Аналогічно визначають величину коефіцієнта  $n'_1$  при інших значеннях інтенсивності викривлення і коефіцієнта стінності труб. Результати розрахунків для обсадних труб діаметром 114 мм та 127 мм наведено в таблиці 3.

Для визначення коефіцієнта  $n'_{1(i)}$  за інтенсивності викривлення, яка знаходиться між значеннями, наведеними в таблиці 3, скористаємося методом лінійної інтерполяції, що можна приймати для малих діапазонів. Тоді

$$n'_{1(i)} = n'_{1(i-1)} + \frac{n'_{1(i+1)} - n'_{1(i-1)}}{i_{i+1} - i_{i-1}} \cdot (i_i - i_{i-1}), \quad (12)$$

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

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

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

Наприклад, визначити коефіцієнт зменшення опору на зм'яття внаслідок згинання

для обсадних труб діаметром 114 мм з товщиною стінки 7,4 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 (таблиця 3). Тоді за формулою (12)

$$n'_{1(3,1)} = 0,916 + \frac{0,867 - 0,916}{4 - 3} \cdot (3,1 - 3) = 0,911.$$

Аналогічні розрахунки можна здійснити і для інших типорозмірів обсадних труб.

Проектування конструкції обсадної колони для бокового ствола 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

$$p_{кр1} \geq n_1 \cdot p_{зн}, \quad (13)$$

де  $p_{зн}$  - зовнішній надлишковий тиск на вибої бокового ствола, МПа.

Якщо товщина перфораційного об'єкта не перевищує 200-300 м, він перекривається однією секцією. Довжину першої секції уточнюють по осі свердловини.

Після цього знаходять вагу першої секції за формулою

$$G_1 = \ell_1 \cdot q_1, \quad (14)$$

де  $\ell_1$  - 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

$$p'_{кр2} = p_{кр2} \left( 1 - 0,3 \cdot \frac{G_1}{G_{T2}} \right), \quad (15)$$

де  $G_1$  - вага першої секції, кН;

$G_{T2}$  - розтягуюче навантаження, при якому напруження в тілі труб другої секції досягають межі плинності, кН.

Для знайденого значення  $p'_{кр2}$  уточнюють глибину опускання другої секції по вертикалі з коригуванням довжини секції вздовж 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 зм'яття внаслідок згинання  $p_{кр} \cdot n_1'$  і за епюрою зовнішнього надлишкового тиску уточнюють глибину опускання труб даної секції. Якщо глибина опускання труб згідно з епюрою буде знаходитися нижче інтервалу зміни зенітного кута, то підібрані обсадні труби задовольняють умові міцності з врахуванням згинання. Якщо ж значення глибини знаходяться в інтервалі зміни зенітного 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 зенітного 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

$$p_{вн} \leq \frac{p_{вкр}}{n_2}; \quad (16)$$

$$\sum_1^n G_i \leq [G]. \quad (17)$$

Перевірку колони на розтяг проводять з врахуванням згинання за методикою, поданою в [7].

Невиконання умови (16) 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 (17).

Якщо не виконується умова (17), то переходять до розрахунку колони на розтяг. Спочатку перевіряють умову (17) для нижньої частини даної секції

$$\sum_1^{n-1} G_i \leq [G]. \quad (18)$$

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

$$\ell_n = \frac{[G] - \sum_1^{n-1} G_i}{q_n}. \quad (19)$$

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

$$\ell_{n+1} = \frac{[G_{n+1}] - [G_n]}{q_{n+1}}. \quad (20)$$

Якщо нерівність (18) не задовольняється, то це означає, що дану секцію не можна встановлювати, і тоді уточнюють довжину попередньої секції з умови міцності на розтяг. Аналогічно, користуючись формулами (19) і (20), підбирають наступні секції колони з перевіркою виконання умови (16).

## Висновки

На підставі результатів теоретичних і експериментальних досліджень удосконалено методику розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення бокових стволів, якою передбачено врахування впливу згинання труб на їх опірність зовнішньому надлишковому тиску. Вплив згинання при розрахунку обсадних колон на зовнішній надлишковий тиск рекомендовано враховувати шляхом уведення поправочного коефіцієнта до величини зовнішнього критичного тиску залежно від інтенсивності викривлення, товщини стінки, діаметра труб і групи міцності сталі. Розроблена методика може бути використана також для розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення звичайних похило-скерованих та горизонтальних свердловин. В подальшому планується скласти

алгоритм для визначення зовнішнього критичного тиску в залежності від інтенсивності викривлення і провести розрахунки для всього сортаменту обсадних труб.

**Література**

1 Рябцев Г.Л. Нетрадиционные углеводороды: настоящее и будущее [Текст]: монография / Г.Л. Рябцев, С.В. Сапегин, М.И. Кривогуз. – К.: Психея, 2014. – 352с.

2 Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М., 1997. – 194 с.

3 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.

4 Еременко Т.Е. Крепление нефтяных и газовых скважин / Т.Е. Еременко. – М.: Недра, 1965. – 214 с.

5 Гайворонский А.А. Крепление скважин и разобщение пластов / А.А. Гайворонский, А.А. Цыбин. – М.: Недра, 1981. – 367 с.

6 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.

7 Инструкция по расчету обсадных колонн для наклонно-направленных скважин. – Куйбышев: ВНИИТнефть, 1979. – 20 с.

8 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.

9 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.

10 Саркисов Г.М. Расчеты бурильных и обсадных колонн / Г.М. Саркисов. – М.: Недра, 1976. – 206 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
10.04.17*

*Рекомендована до друку  
професором Коцкуличем Я.С.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук Ставичним Є.М.  
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*