

мых на большие глубины угольных шахт. Замена традиционных заполнителей тампонажных и торкрет-бетонных смесей на пустую породу должна значительно уменьшить себестоимость работ по возведению и ремонту горных крепей, а также уменьшить нагрузку на транспортную систему шахты и количество пород, выдаваемых на поверхность.

УДК 622.245

Я. С. Коцкулич, д-р техн. наук, проф.,
М. В. Сенюшкович, канд. техн. наук, доц.,
О. Б. Марцинків, канд. техн. наук, доц.,
І. І. Витвицький

Ключевые слова: торкрет-бетон, тампонаж, микрокремнезем, прочность на сжатие, водопоглощение

Рекомендовано до публікації докт. техн. наук
О.В. Солодянкіним. Дата надходження рукопису
17.04.14.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна,
 e-mail: drill@nung.edu.ua

ЦЕНТРУВАННЯ ОБСАДНИХ КОЛОН У ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

Ya.S. Kotskulych, Dr. Sci. (Tech.), Prof.,
M.V. Seniushkovych, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
O.B. Martsynkiv, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
I.I. Vytvytskyi

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
 Ivano-Frankivsk, Ukraine, e-mail: drill@nung.edu.ua

CASING STRING CENTERING IN DIRECTIONAL WELLS

Мета. Удосконалення технології підготовки ствола похило-скерованих свердловин для забезпечення якісного тампонування обсадних колон та формування надійного кріплення.

Методика. Розглядається модель свердловини з обсадною колоною, оснащеною центраторами, змодельований прогин обсадної колони, унаслідок чого утворюється зазор між колоною та стінкою свердловини. До уваги прийняті такі чинники: жорсткість обсадних труб, величина прогину, розтягуюча осьова сила, прикладена до обсадної колони нижче першого центратора, зенітний кут осі свердловини, густина рідин усередині обсадної колони та в кільцевому просторі. Кожен із зазначених чинників окремо та у сукупності визначають довжину півхвилі згину, що необхідно описати аналітичними залежностями.

Результати. Обґрунтована доцільність прийняття рішення щодо вибору величини зазору між обсадною колоною та стінкою свердловини, довжини її інтервалу між перерізами встановлення центраторів для конкретних геолого-технічних умов та вимог до якості кріплення. Розроблений алгоритм визначення довжини півхвилі згину обсадної колони в залежності від сукупності прийнятих чинників, за результатами багатofакторного аналізу встановлена вагомість кожного з них. Обґрунтована необхідність урахування жорсткості труб обсадної колони при визначенні довжини півхвилі, особливо для малих значень зенітного кута. Визначена величина сили, що діє на одиничний центратор, встановлений на обсадній колоні в похило-скерованій свердловині.

Наукова новизна. Полягає у встановленні залежностей довжини півхвилі згину обсадної колони від сукупності чинників, що впливають на надійність кріплення похило-скерованих свердловин.

Практична значимість. Удосконалена методика може бути покладена в основу оптимізації кількості центруючих пристроїв на обсадній колоні та оцінки їх працездатності, що дозволить уникнути ускладнень під час спуску колони та якісно підготувати ствол похило-скерованої свердловини до виконання тампонажних робіт.

Ключові слова: свердловина, обсадна колона, центратор, довжина півхвилі згину, зенітний кут

Постановка проблеми. Підвищення ефективності розробки нафтогазових родовищ та збільшення коефіцієнта флюїдовилучення можливе за рахунок нарощування обсягів буріння похило-скерованих свердловин. Однак практика спорудження таких свердловин поставила перед фахівцями цілу низку проблем, серед яких важливою є забезпечення необхідного рівня надійності кріплення свердловини як інженерної споруди. Надійність кріплення таких свердловин визначається багатьма чинниками, з яких слід виділити якість розмежування пластів. Унаслідок неякісного розмежування

пластів виникають міжпластові перетоки, міжколонні тиски, утворюються грифони, що призводить не тільки до втрат флюїду, але й необхідності витрати додаткових коштів на ремонтно-ізоляційні роботи. Якість розмежування пластів безпосередньо залежить від ступеня заміщення промивальної рідини в кільцевому просторі свердловини на тампонажний розчин, за низького рівня якого формуються так звані зони „защемлення“. На процес формування таких зон впливає підготовка ствола свердловини до цементування, технологічна оснастка обсадних колон, кількість і характеристика центруючих пристроїв, інтервали їх встановлення та ефективність роботи цих пристроїв.

Виділення невирішеної проблеми. Одним з головних напрямів забезпечення надійності кріплення свердловин, особливо похило-скерованих, є максимальна концентричність розміщення обсадної колони у свердловині. Для центрування обсадної колони у відкритому стовбурі свердловини застосовують різні типи центруючих пристроїв, однак найширше використовують центратори пружинного типу.

Чинними керівними документами [1–3] пружинні центратори рекомендовано встановлювати на обсадні колони на відстані 10–20 м один від одного в залежності від величини зенітного кута осі свердловини. Недостатня обґрунтованість інтервалів розташування, кількості центруючих пристроїв та невідповідність їх пружних характеристик призводять до ускладнень процесу спуску обсадної колони у свердловину, що негативно впливає на якість цементування. Це призводить також до перевитрати центруючих пристроїв в одних інтервалах та їх недостатньої кількості в інших. Відповідно до прийнятої практики кріплення свердловин, на кожні 1000 м висоти підйому тампонажного розчину кількість центруючих пристроїв повинна дорівнювати 50–100 комплектів, що здійснити в реальних умовах надто важко і недоцільно.

Виділення невирішеної раніше частини загальної проблеми. На сьогоднішній день відсутня достатньо обґрунтована методика визначення довжини півхвилі згину обсадної колони у похило-скерованій свердловині в залежності від сукупності чинників, що виникають під час її кріплення та тампонування. Неточність оцінки величин навантажень, що діють на центратори у свердловинах, та їх ефективної працездатності, довільність вибору інтервалів їх встановлення, нерідко призводить до використання непрацездатних для конкретних умов пристроїв, що не забезпечує центрування обсадних колон і якісного кріплення свердловин у цілому.

Формулювання мети роботи. Зазначена проблема може бути вирішена шляхом обґрунтування величини мінімального зазору між обсадною колоною та стінкою свердловини, за якого неможливе утворення зон „защемлення“, і довжини інтервалу конкретної свердловини, в якому повинна бути відцентрована обсадна колона. Урахування ступеня впливу комплексу чинників на довжину півхвилі згину та оцінка величини сили, що діє на центратор, дозволить визначити кількість центруючих пристроїв та інтервали їх розташування на обсадній колоні в похило-скерованій свердловині.

Викладення основного матеріалу. Головною експлуатаційною характеристикою центруючих пристроїв ресорного типу прийнято вважати їх здатність до концентричного розташування обсадної колони у свердловині за будь-якого положення її осі. Для цього використовується показник ступеня центрування, що за міжнародними стандартами повинен складати не менше 67% [4]. Ступінь центрування величиною 67% не повинен розглядатись як мінімально допустиме значення зазору, необхідного для центрування обсадної колони. Виконавцю робіт рекомендується досягати ступеня центрування, що необхідний для конкретних умов све-

рдловини та обґрунтований вимогами, які ставляться до якості кріплення свердловини.

Незначна зміна зенітного і (або) азимутального кута осі свердловини та, відповідно, обсадної колони суттєво впливає на величину зазору між обсадною колоною й стінками свердловини та вимоги, що виставляються до розташування центраторів.

Радіальний зазор Δ_p для ідеально відцентрованої у свердловині обсадної колони може бути обчислений за виразом

$$\Delta_p = \frac{D_c - D_{\kappa}}{2},$$

де Δ_p – радіальний зазор для ідеально відцентрованої у свердловині обсадної колони, м; D_c – діаметр ствола свердловини, м; D_{κ} – зовнішній діаметр обсадної колони, м.

На рис. 1 зображена схема ідеально відцентрованої обсадної колони у свердловині та її зміщення під дією бокового навантаження.

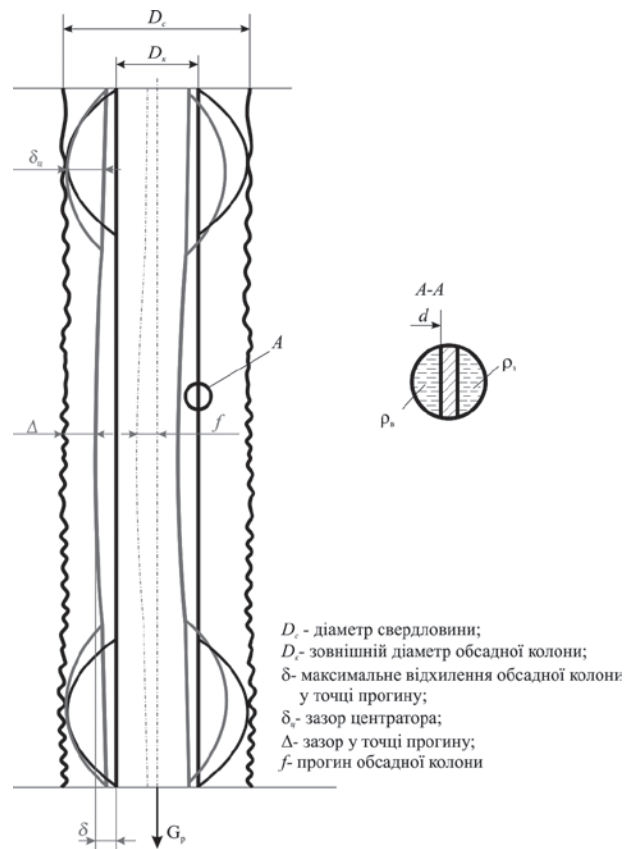


Рис. 1. Схема ідеально відцентрованої обсадної колони у свердловині

Оскільки дуги або диски монолітного чи жорсткого центратора не прогинаються, то зазор центратора $\delta_{ц}$ визначається за діаметром монолітних чи жорстких дисків за виразом

$$\delta_{\text{ц}} = \frac{D_{\text{ц}} - D_{\text{к}}}{2},$$

де $\delta_{\text{ц}}$ – зазор між опорною поверхнею центратора та обсадною трубою, м; $D_{\text{ц}}$ – зовнішній діаметр монолітного чи жорсткого центратора, м.

Зазор у точці прогину обсадної труби визначається з виразу, що описує її відхилення від осі та стиснення центратора під дією бокової сили

$$\Delta = \delta_{\text{ц}} - \delta,$$

де Δ – зазор між стінкою свердловини та обсадною трубою в точці її максимального прогину, м; δ – максимальне відхилення обсадної колони від прямолінійної форми на ділянці між двома найближчими центраторами, м.

Мінімальний зазор Δ може спостерігатися між центраторами, де відхилення δ обсадної колони відповідає його максимальному значенню або зазору центратора. Відповідно, зазор $\Delta_{\text{с}}$ частини обсадної колони між центраторами дорівнює мінімальному значенню зазору центраторів $\delta_{\text{ц}}$ або зазору Δ в точці прогину.

Ступінь центрування e обчислюють так

$$e = \frac{\Delta_{\text{с}}}{\Delta_{\text{р}}} \cdot 100, \quad (1)$$

де e – ступінь центрування, %; $\Delta_{\text{с}}$ – зазор між стінкою свердловини та вигнутою частиною обсадної колони між центраторами, м;

При співвісному розташуванні обсадних труб у свердловині значення величини прогину залежить від діаметрів труб і свердловини. Якщо у свердловині діаметром 190,5 мм спущені труби діаметром 146,1 мм, то співвісність труб у свердловині буде досягнута при відстані труби від стінки, рівній 22,2 мм. Очевидно, що деяке відхилення осі труби від осі свердловини ще не призведе до утворення застійних зон промивальної рідини у кільцевому просторі свердловини. Якщо прийняти $e = 67\%$, то з виразу (1) $\Delta_{\text{с}} = 14,874$ мм, тобто за вимогами міжнародних стандартів мінімальний зазор повинен бути більшим за 14,9 мм.

Значення величини зазору між обсадними колонами та стінками свердловини, за якого виникає ймовірність утворення застійних зон, називають критичними, а його величина може бути визначена за методикою, поданою в [5]

$$\Delta_{\text{кр}} = R(1 - \bar{r} - \bar{e}_{\text{кр}}), \quad (2)$$

де $\Delta_{\text{кр}}$ – критична величина зазору між трубою та стінкою свердловини, м; R – радіус свердловини; \bar{r} – відносний радіус обсадної колони; $\bar{e}_{\text{кр}}$ – відносний критичний ексцентриситет обсадної колони та свердловини; ($\bar{r} = r/R$; $\bar{e}_{\text{кр}} = e/R$, r – радіус обсадної колони, e – фактичний ексцентриситет).

Очевидно, що в будь-якому випадку величина фактичного зазору обов'язково повинна перевищувати $\Delta_{\text{кр}}$. Наприклад, якщо у свердловині діаметром 190,5 мм спущені обсадні труби діаметром 146,1 мм, то за виразом (2) $\Delta_{\text{кр}} \approx 7,7$ мм. Величина цього зазору у два рази менша за значення, обчислене з виразу (1), що може мати наслідки для якості кріплення свердловин.

Для визначення довжини інтервалів між центруючими пристроями та їх кількості попередньо необхідно оцінити довжину ділянки обсадної колони, що підлягає центруванню, величину сил, що діють на центруючий пристрій, та центруючу здатність останнього.

Відомо, що за будь-якої форми викривлення стовбура свердловини обсадні труби притискуються до її стінок. Сила притискування в будь-якій точці розрізу свердловини, за інших рівних умов, буде залежати від інтенсивності викривлення її осі у просторі. Найпростіший випадок має місце у разі, коли вісь свердловини викривлена в одній площині (плаский профіль).

У такому разі центратор змінює положення обсадної колони у свердловині, у результаті чого він піддається дії стискувального навантаження, величина якого залежить від горизонтальної складової ваги обсадних труб в інтервалі центрування та розтягуючої сили ваги ділянки труб, що розташовані нижче центруючого пристрою. Якщо знехтувати жорсткістю труб, то обсадну колону можна прийняти за довгу нитку, натягнуту деякою силою, що створює рівномірно розподілене навантаження на певній ділянці свердловини.

Якщо таку колону труб на зазначеній ділянці уявити без опори, то відбудеться її прогин, величина якого буде залежати від довжини цієї ділянки.

Очевидно, що будь-яка спроба відцентрувати ділянку колони, тобто змістити її від стінки свердловини на відстань, що відповідає прогину, призведе до її вигину з довжиною півхвилі, що дорівнює довжині зазначеної ділянки. За довжину півхвилі прийнята відстань між двома найближчими опорами (центраторами), яку знаходять з виразу [6,7]

$$l = \sqrt{\frac{8 \cdot G_p \cdot f}{q}}, \quad (3)$$

де l – довжина півхвилі, м; G_p – величина розтягуючого навантаження нижче центратора, Н; f – максимальний прогин посередині ділянки l , м; q – рівномірно розподілене навантаження від горизонтальної складової ваги колони труб, Н/м.

З виразу (3) знаходять максимальний прогин колони труб, що призводить до утворення зазору $\Delta_{\text{с}}$

$$f = \frac{l^2 \cdot q}{8G_p}$$

Рівномірно розподілене навантаження дорівнює

$$q = \frac{G_k \cdot \sin \alpha}{L}, \quad f_1 = \frac{5 q_1 \cdot l_1^4}{384 EJ}, \quad (5)$$

де G_k – вага колони труб у повітрі, Н; α – зенітний кут нахилу осі свердловини; L – довжина похилої ділянки свердловини з кутом α .

Для точнішої оцінки максимального прогину обсадної колони необхідно враховувати її плаваючу або ефективну вагу, що змінюється у процесі цементування свердловини.

$$G_e = G_k \cdot \beta,$$

де β – коефіцієнт плавучості, що враховує виштовхувальну силу, яка діє на обсадну колону. Тоді

$$q = \frac{G_k \cdot \sin \alpha}{L} \cdot \beta. \quad (4)$$

При зміні густини рідин усередині обсадної колони та кільцевому просторі свердловини у процесі цементування та зміні радіального зазору плаваюча вага колони змінюється й буде мати мінімальне значення на заключній стадії цементування. Тому при обчисленні плаваючої ваги, для визначення перерізу розташування центратора, необхідно враховувати густини рідин як усередині обсадної колони, так і в кільцевому просторі.

Плаваюча вага обсадної колони визначається як її ефективна вага у свердловині з використанням моделі, запропонованої авторами [8]

$$\beta = \frac{\left(1 - \frac{\rho_z}{\rho_{cm}}\right) - \left(\frac{d}{D_k}\right)^2 \cdot \left(1 - \frac{\rho_v}{\rho_{cm}}\right)}{\left(1 - \frac{d^2}{D_k^2}\right)},$$

де d – внутрішній діаметр обсадної колони, м; D – зовнішній діаметр обсадної колони, м; ρ_v – густина рідкого середовища всередині обсадної колони, кг/м³; ρ_z – густина рідкого середовища ззовні обсадної колони, кг/м³; ρ_{cm} – густина сталі обсадної колони, кг/м³.

У залежності від величин прогину та сили G_p знаходять фактичне значення інтервалу, усередині якого труби не будуть торкатись стінок свердловини. Розраховуємо ці значення для наведеного вище прикладу:

- якщо прийняти $f = 22,25 \cdot 10^{-3}$ м, тобто $\Delta = 0$, то

$$l = \sqrt{\frac{1,776 \cdot 10^{-1} \cdot G_p}{q}};$$

- якщо прийняти $f = 7,7 \cdot 10^{-3}$ м, тобто $\Delta = 14,5$ мм, то

$$l = \sqrt{\frac{1,16 \cdot 10^{-2} \cdot G_p}{q}}.$$

Прогин обсадних труб для нижньої частини колони в першому наближенні визначається дією горизонтальної складової ваги колони труб. У такому разі прогин колони буде дорівнювати

де EJ – жорсткість колони обсадних труб при вигині, Н·м².

Знаючи величину горизонтальної складової ваги колони при заданому значенні її прогину, знаходять довжину труб, що необхідно відтиснути від стінки свердловини при їх центруванні

$$l_1 = \sqrt[4]{\frac{384 f_1 \cdot EJ}{5 q_1}}.$$

При центруванні труб у свердловині на деякій відстані від башмака обсадної колони, якщо вага труб, що знаходяться нижче встановленого центратора, дорівнює величині G_p , на центратор буде додатково діяти згинаючий момент. Тоді, з урахуванням величини згинаючого моменту, формула (5) набуде вигляду

$$f_1 = \frac{5 \left(\frac{q_1 \cdot l_1^2}{8} - G_p f_1 \right) \cdot l_1^2}{48 EJ}.$$

Розв'язавши рівняння відносно l_1 , отримаємо

$$l_1 = \sqrt{\frac{5G_p + \sqrt{25G_p^2 + 120EI \cdot q \cdot f}}{1,25 \cdot q}}. \quad (6)$$

У вираз (6) входить величина EJ , що враховує фактичну жорсткість обсадних труб. Відповідно, якщо цією величиною знехтувати, то довжину півхвиль обсадних колон при встановленні центруючих пристроїв можна визначати за формулою (3). Оскільки в зазначені вище вирази входить декілька однакових змінних величин, то для оцінки впливу кожної з них на величину півхвилі був проведений багатофакторний аналіз за такою програмою. Разом зі сталими величинами зафіксовувались значення п'яти змінних величин, а шосте значення змінювалось у певних межах (табл. 1).

Таблиця 1

Вихідні дані до розрахунку

Сталі величини	Змінні величини	Довжина півхвилі, м	
		За виразом (6)	За виразом (15)
$D_k=0,1461\text{м}$ $\rho_{cm}=7850\text{кг/м}^3$ $\alpha=15\text{ градусів}$ $L=1000\text{м}$	$f_i, \text{мм.}$ $\alpha_i, \text{градус.}$ $G_{pi}, \text{Н}$ $d_i, \text{мм}$ $\rho_{vi}, \text{кг/м}^3$ $\rho_{zi}, \text{кг/м}^3$	$l,$	$l_1,$

За такими програмами були проведені розрахунки залежності довжини півхвилі від:

- величини прогину обсадних труб ($f=7,7-22,2$ мм, крок ~ 3 мм);
- величини зенітного кута ($\alpha=5-55$ градусів, крок ~ 10 градусів);

- величини розтягуючої сили ($G_p=10000-110000H$, крок – 20000H);

- жорсткості обсадних труб ($d=0,1247-0,1331m$, розміри відповідно до ГОСТ 632-80);

- густини рідини всередині колони ($\rho_e=1000-1500 \text{ кг/м}^3$, крок 100 кг/м^3);

- густини рідини у кільцевому просторі ($\rho_z=1500-2000 \text{ кг/м}^3$, крок 100 кг/м^3).

Результати обчислень подані в табл.2.

За аналізом результатів розрахунку встановлено, що в усіх випадках довжина півхвилі згину обсадних труб, одержаних за виразом (6), більша, ніж за виразом (3), тобто жорсткість обсадних труб збільшує її, що доцільно враховувати для визначення кількості центраторів. Окремо кожен з перелічених вище чинників впливає на довжину півхвилі так:

- збільшення величини прогину обсадних труб призводить до збільшення довжини півхвилі, причому l_1 перевищує l на 19–39%;

- збільшення зенітного кута призводить до зменшення довжини півхвилі, причому l_1 перевищує l на 11–48%;

- збільшення розтягуючої сили призводить до збільшення довжини півхвилі, причому l_1 перевищує l на 28–310%;

- збільшення жорсткості обсадних труб призводить до зменшення довжини півхвилі, причому l_1 перевищує l на 9–24%;

- збільшення густини рідини всередині колони призводить до зменшення довжини півхвилі, причому l_1 перевищує l на 22–27%;

- збільшення густини рідини в кільцевому просторі призводить до збільшення довжини півхвилі, причому l_1 перевищує l на 22–28%.

Із проведеного аналізу видно, що довжина півхвилі обсадної колони найбільше залежить від розтягуючої сили та зенітного кута. Для оцінки сумісного впливу розтягуючої сили та зенітного кута на довжину півхвилі були проведені розрахунки l і l_1 при мінімальному (7,7 мм) та максимальному (22,2 мм) значеннях прогинів обсадної колони (сталі величини: $D_k=0,1461 \text{ м}$; $d=0,1247 \text{ м}$; $G_k=358000 \text{ Н}$; $L=1000 \text{ м}$; $\rho_{cm}=7850 \text{ кг/м}^3$; $G_p=10000 \text{ Н}$; $\rho_z=1500 \text{ кг/м}^3$; $\rho_e=1000 \text{ кг/м}^3$; змінні величини: $\alpha=5, 30, 50, 70$ градусів; $G_p=5000-200000 \text{ Н}$, крок – 5000 Н).

Результати обчислень подані у вигляді графічних залежностей на рис. 2, з яких видно, що за будь-якого значення зенітного кута довжина півхвилі зростає зі збільшенням величини розтягуючої сили нижче центратора, причому абсолютні значення довжин півхвиль зменшуються зі збільшенням зенітного кута. При малих значеннях зенітного кута (8–10 градусів) і величини розтягуючої сили спостерігається максимальна різниця між довжиною півхвилі згину обсадних труб, одержаних за виразами (6) і (3), що поступово зменшується зі збільшенням величини розтягуючої сили. При більших значеннях зенітного кута (більше 10 градусів) спостерігається обернена залежність. Тому для визначення місць встановлення центраторів доцільно розраховувати довжину півхвилі згину обсадних труб з урахуванням їх жорсткості за виразом (6).

Таблиця 2

Результати розрахунку довжини півхвилі

$f_i, \text{мм}$	$l, \text{м}$	$l_1, \text{м}$	$\alpha_i, \text{град.}$	$l, \text{м}$	$l_1, \text{м}$	$G_{p_i}, 10^3 \text{ Н}$	$l, \text{м}$	$l_1, \text{м}$	$d_i, \text{мм}$	$l, \text{м}$	$l_1, \text{м}$	$\rho_{ei}, \text{кг/м}^3$	$l, \text{м}$	$l_1, \text{м}$	$\rho_{zi}, \text{кг/м}^3$	$l, \text{м}$	$l_1, \text{м}$
7,7	11,1	15,3	5	27,5	30,5	10	5,0	15,7	124,7	16,0	19,8	1000	17,1	20,9	1500	13,9	17,9
10	12,6	16,7	15	15,0	19,8	30	8,7	16,5	127,1	17,4	20,9	1100	15,5	20,9	1600	14,5	18,4
13	14,4	18,4	25	12,5	16,5	50	11,3	17,4	129,7	19,3	22,4	1200	16,0	19,8	1700	15,0	18,9
16	15,0	19,8	35	10,7	15,0	70	13,3	18,4	130,7	20,8	23,6	1300	15,5	19,4	1800	15,6	18,5
19	17,4	21,1	45	9,6	14,0	90	15,1	19,3	132,1	22,7	25,3	1400	15,0	18,9	1900	16,3	20,1
22,2	18,8	22,4	55	9,0	13,3	110	19,2	20,4	133,1	24,6	26,9	1500	14,6	18,6	2000	17,1	20,8

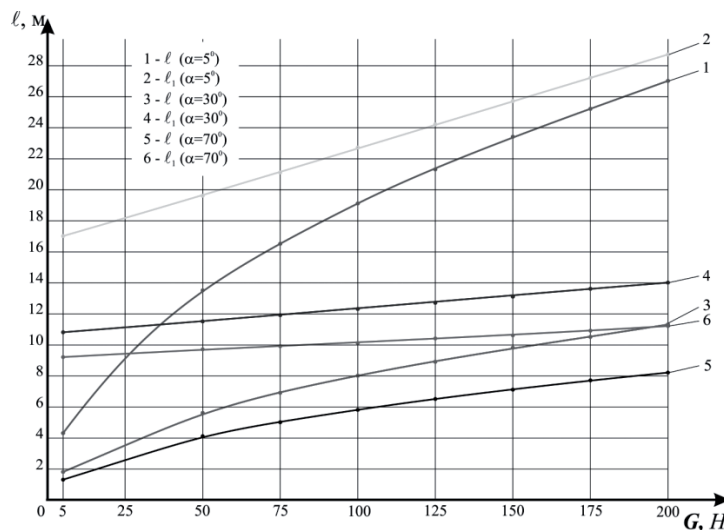


Рис. 2. Залежність довжини півхвилі від розтягуючої сили при різних зенітних кутах

При виборі типу центратора необхідно враховувати умови його роботи у свердловині і, насамперед, його пружно-деформаційні характеристики. Виходячи з цього, важливим чинником при виборі типу центратора для оснащення обсадної колони є притискуюча сила, що діє на нього.

Визначимо величину притискуючої сили, що діє на одиничний центратор у свердловині з пласким профілем викривлення. Прийmemo, що на встановлений посередині півхвилі згину обсадній трубі центратор буде діяти сконцентрована сила. Відомо [6, 7], що сконцентроване посередині півхвилі згину навантаження призведе до прогину, який визначають за виразом

$$f = \frac{Ql^3}{48EJ},$$

де Q – величина сконцентрованої сили, Н.

Якщо прийняти, що такий прогин може спричинити навантаження на трубу, яке діє у протилежному напрямку, то величину прогину від рівномірно розподіленого навантаження визначимо за формулою (5). Прирівнявши значення прогину від сконцентрованої та рівномірно розподіленої сил, одержимо

$$\frac{Ql^3}{48EJ} = \frac{5q \cdot l^4}{384EJ}. \quad (7)$$

Знайдена з такої рівності величина сконцентрованої навантаження буде дорівнювати за абсолютною величиною силі, що діє на пружинний центратор, відтискуючи обсадну колону на деяку величину від стінки свердловини. Тоді з виразів (4,7) можна записати

$$Q = 0,625 \cdot l \cdot \frac{G_k \cdot \sin \alpha}{L} \cdot \beta.$$

За цією формулою проведені розрахунки величин сил, що діють на центратор, для різних значень розтягуючих сил нижче центратора та викривлення осі свердловини. Результати розрахунків для обсадних труб діаметром 146 мм з товщиною стінки 10,7 мм у разі заповнення свердловини промивальною рідиною

густиною 1250 кг/м^3 , подані на рис. 3, з якого видно, що зі збільшенням довжини півхвилі й зенітного кута навантаження на кожен центратор зростає, причому за малих значень зенітного кута (8–10 градусів) інтенсивність зростання навантаження низька. З цього графіка можна визначити величину сили, що діє на пружинний центратор, встановлений на будь-якій ділянці обсадної колони за відомими значеннями довжини півхвилі згину обсадних труб (6) та зенітного кута осі свердловини.

Отримані значення навантаження, що діє на центратор, порівнюють з характеристикою центратора й вибирають такий, що забезпечує необхідне значення зазору між обсадною колоною та стінкою свердловини за такої умови

$$Q_{ц} \geq Q, \quad (8)$$

де $Q_{ц}$ – сила, що забезпечується жорсткістю планок центратора, Н. Величина цієї сили подається в технічній характеристиці центратора або визначається експериментально з моделюванням умов свердловини.

Якщо умова (8) не виконується, то необхідно встановлювати додаткові центратори, інтервали яких уточнюють за фактичними даними профілеметрії.

Для спрощення розрахунків розроблена програма в середовищі Delfi для визначення кількості центраторів для обсадної колони та сили, що діє на центратор у похило-скерованій свердловині.

Висновки та перспективи розвитку напрямку. Отримані результати досліджень можуть слугувати базою для розробки комплексної технології та нормативних документів, що регламентують процес кріплення похило-скерованих свердловин. Запропоновані авторами принципи центрування обсадних колон у свердловинах для забезпечення якісного виконання тампонажних робіт, рекомендується використовувати в методичних розробках, призначених для підготовки фахівців нафтогазової галузі, а також для проведення наукових досліджень з удосконалення конструкцій центруючих пристроїв [6–9].

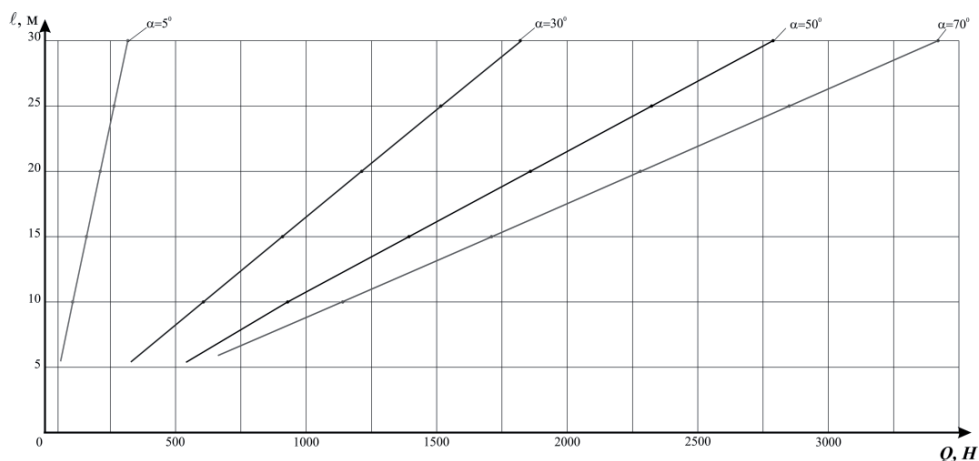


Рис. 3. Залежність навантаження на центратор від довжини півхвилі

Список літератури / References

1. РД 39-7/1-0001-97. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М., 1997. – 194с.
RD 39-7/1-0001-97 (1997), *Istruksyia po raschetu obsadnykh kolonn dlya neftyanykh i gazovykh skvazhyn* [Manual on Casing Design for Oil and Gas Wells], Moscow, Russia.
2. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366с.
Kotskulych, Ya.S. and Tyshchenko, O.V. (2009), *Zakinchuvannia sverdlovyv* [Well Completion], Interpres LTD, Kyiv, Ukraine.
3. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник у 5 т. Т.4.: Завершення свердловин / Мислюк М.А., Рибчич І.Й. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2012. – 608 с.
Mysliuk, M.A. and Rybchych, I.I. (2012), *Burinnia sverdlovyv: Dovidnyk u 5 tomakh. Tom 4. Zavershennia sverdlovyv* [Well Drilling: Manual, vol.4, Well Completion], Interpres LTD, Kyiv, Ukraine.
4. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. Открытое акционерное общество „Газпром“; 08. 2000, 141с.
RD 39-00147001-767-2000 (2000), *Istruksyia po krepnieniu neftyanykh i gazovykh skvazhyn* [Manual on Oil and Gas Well Cementing], Open Joint Stock Company “Gazprom”, Russia.
5. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации / Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. – М.: ООО „Недра-Бизнесцентр“, 2001. – Т.3. – 399с.
Basarygin, Yu.M., Budnikov, V.F. and Bulatov, A.I. (2001), *Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhneniy remonta skvazhyn pri ikh stroitelstve ekspluatatsyi* [Theory and Practice of Complications and Well Workover During their Construction and Exploitation], Vol.3., Nedra-Businesscentre JSC, Moscow, Russia.
6. Александров А.В. Сопrotivlenie материалов / Александров А. В., Потапов В. Д., Державин Б. П. – М.: Высшая школа, 2003. – 560с.
Aleksandrov, A.V., Potapov, V.D. and Derzhavin, B.P. (2003), *Soprotivleniye materialov* [Strength of Materials], Vysshaya shkola, Moscow, Russia, ISBN: 5-06-003732-0.
7. Феодосьев В.И. Сопrotivlenie материалов: 10-е издание / Феодосьев В.И. – М.: МГТУ им. Баумана, 2000. – 592с.
Feodosiev, V.I. (2000), *Soprotivleniye materialov* [Strength of Materials], MSTU named after Bauman, Moscow, Russia.
8. ISO 10427 - 2: 2004, Нефтяная и газовая отрасли - Оборудование для цементирования скважин – Часть 2: Размещение центратора и проведение испытаний.
ISO 10427 – 2: 2004, *Petroleum and Natural Gas Industries – Equipment for Well Cementing – Part 2: Centralizer Placement and Stop – Collar Testing*.
9. Гриманюк В.И. Исследование трещиностойкости армированного тампонажного камня для крепления нефтяных и газовых скважин / В.И. Гриманюк// Научный вестник Национального горного университета. – 2014. – № 1(139). – С. 5–11.
Hrymaniuk, V.I. (2014), “Investigation reinforced cement stone cracking resistance for carting oil and gas wells”, *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, no. 1(139), pp. 5–11.

Цель. Совершенствование технологии подготовки ствола наклонно-направленных скважин для обеспечения качественного тампонирувания обсадных колонн и формирования надежного крепления.

Методика. Рассматривается модель скважины с обсадной колонной, оснащенной центраторами, смоделирован прогиб обсадной колонны, вследствие чего образуется зазор между колонной и стенкой скважины. К вниманию приняты следующие факторы: жесткость обсадных труб, величина прогиба, растягивающая осевая сила, приложенная к обсадной колонне ниже первого центратора, зенитный угол оси скважины, плотность жидкостей внутри обсадной колонны и в кольцевом пространстве. Каждый из указанных факторов в отдельности и в совокупности определяют длину полуволны изгиба, что необходимо описать аналитическими зависимостями.

Результаты. Обоснована целесообразность принятия решения о выборе величины зазора между обсадной колонной и стенкой скважины, длины ее интервала между сечениями установки центраторов для конкретных геолого-технических условий и требований к качеству крепления. Разработан алгоритм определения длины полуволны изгиба обсадной колонны в зависимости от совокупности принятых факторов, по результатам многофакторного анализа установлена значимость каждого из них. Обоснована необходимость учета жесткости труб обсадной колонны при определении длины полуволны, особенно для малых значений зенитного угла. Определена величина силы, действующей на единственный центратор, установленный на обсадной колонне в наклонно-направленной скважине.

Научная новизна. Заключается в установлении зависимостей длины полуволны изгиба обсадной колонны от совокупности факторов, влияющих на надежность крепления наклонно-направленных скважин.

Практическая значимость. Усовершенствованная методика может быть положена в основу оптимизации количества центрующих устройств на обсадной колонне и оценки их работоспособности, что позволит избежать осложнений во время спуска колонны и качественно подготовить ствол наклонно-направленной скважины для выполнения тампонажных работ.

Ключевые слова: скважина, обсадная колонна, центратор, длина полуволны изгиба, зенитный угол

Purpose. Improvement of preparation technology of the wellbore of directional wells for providing proper cementing of casing strings and forming of reliable casing.

Methodology. A model of the well with casing string equipped with centralizers was considered. The deflection of casing string that causes the formation of a gap between

the string and the well wall was simulated. The following factors were taken into account: rigidity of casing pipes, deflection size, and distensible axial force applied to the casing string below the first centralizer, well axis zenith angle, density of fluids inside the casing string and in the annular space. Each of these factors determines the length of half-wave of deflection separately and taken together, and this should be described by analytical dependencies.

Findings. The appropriateness of making decisions about the size of the gap between the casing string and well wall, the length of its interval between the cross sections of centralizers' placement for the given geological and technical conditions and casing quality requirements was reasoned.

The algorithm of determining the length of casing string half-wave of deflection depending on the factors considered has been developed. The importance of each factor was determined based on the results of the multi-factor analysis.

The necessity of taking into account the rigidity of pipes of the casing string when determining the length of

the half-wave, especially for small values of zenith angle, was reasoned.

The magnitude of the force influencing single centralizer installed on the casing string in the directional well has been determined.

Originality. The dependencies of the length of half-wave of deflection of a casing string on the factors influencing the reliability of casing of directional wells have been determined.

Practical value. The improved methods may be used for optimization of quantity of centering devices on the casing string and estimation of their working capacity, which will prevent problems that can occur when running casing string and give the opportunity to prepare the wellbore for cementing operations.

Keywords: *well, casing string, centralizer, half-wave of deflection length, zenith angle*

*Рекомендовано до публікації докт. техн. наук
В.М. Мойсичиним. Дата надходження рукопису
26.04.14.*