

Аналіз напружено-деформованого стану обважнених бурильних труб у процесі забурювання бічного стовбура в обсадній колоні свердловини

© **І.В. Воєвідко**
д-р техн. наук
І.І. Чудик
д-р техн. наук
drill@nung.edu.ua
ЮНТУНГ

Проведено аналіз початкового етапу формування бічного стовбура свердловини. Обґрунтовано конфігурацію свердловини на цій ділянці, а також форму осі обважнених бурильних труб у вигляді дуги кола, радіус якої знаходиться в діапазоні від 17,5 до 92 м. Видано рекомендації щодо застосування обважнених бурильних труб зі сталей конкретних марок і груп міцності.

Ключові слова: свердловина, обсадна колона, відхилювач, стовбур свердловини, марка сталі, експлуатаційна колона.

УДК 622.245.1

Проведён анализ начального этапа формирования бокового ствола скважины. Обоснована конфигурация скважины на этом участке, а также форма оси утяжелённых бурильных труб в виде дуги окружности, радиус которой находится в диапазоне от 17,5 до 92 м. Выданы рекомендации по использованию утяжелённых бурильных труб из сталей конкретных марок и групп прочности.

Ключевые слова: скважина, обсадная колонна, отклонитель, ствол скважины, марка стали, эксплуатационная колонна.

The article suggests a model for selection of the stabilized bottom-hole assemblies (BHA) with the account of the information uncertainty concerning the contact of the centralizing and supporting elements (CSE) with the wellbore wall. The influence of well Melekhivska 172 on the BHA static and dynamic characteristics was analysed on the example of the data of drilling of its vertical and inclined sections. Optimal BHAs for drilling of vertical and inclined sections of well Melekhivska 172 were justified and their characteristics were provided.

Key words: well, casing string, diverter, well bore, steel grade, production string.

Задача підвищення ефективності буріння стосується як кількісного зростання, тобто збільшення швидкісних показників буріння, так і підвищення якості самих бурових робіт. Одним із напрямів підвищення якості буріння є відновлення бездіючих нафтових і газових свердловин шляхом забурювання бічного стовбура в обсадній колоні свердловини. Спрямоване буріння додаткових стовбурів із обсаджених свердловин – найбільш ефективний засіб збільшення продуктивності малодобітних свердловин за рахунок розкриття пропущених продуктивних об'ємів або відродження свердловин, які пробурені в слабопроникних пластах [1, 2].

На сьогодні найбільшого поширення набула технологія забурювання додаткових стовбурів крізь вирізане вікно в обсадній колоні. Перевагами цієї технології є незначні затрати часу на виконання технологічної операції, менший об'єм винесення металевого шламу та значно нижча ймовірність виникнення аварійних ситуацій під час прорізання вікна в обсадній колоні завдяки використанню робочих інструментів без рухомих і розсувних елементів [3–5]. Також вагомою перевагою цієї технології є можливість виконання всіх робіт із відновлення свердловини роторним способом, що значно спрощує виконання всіх технологічних операцій.

Основною проблемою буріння бічних стовбурів є процес вирізання щілиноподібного вікна в експлуатаційній колоні свердловини і забурювання на початковому етапі бічного стовбура для забезпечення надійного виходу інструмента із старого стовбура [6, 7]. У ряді аварій не відкидають можливості виникнення

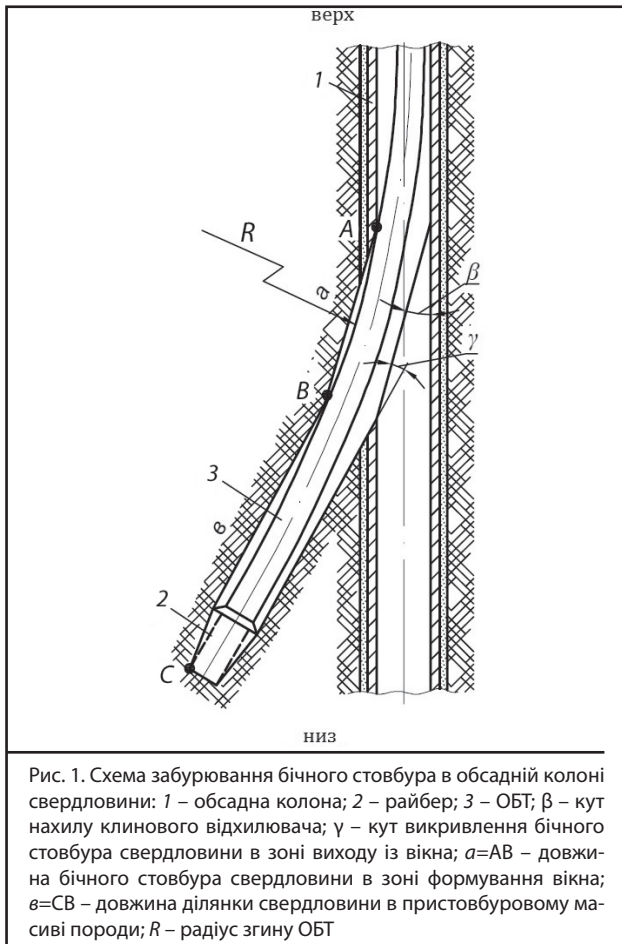
в бурильній колоні значних згинальних зусиль у процесі формування такого типу вікна в обсадній колоні [8–10]. Окрім цього, в деяких інформаційних джерелах констатуються факти поломки бурильної колони під час прорізання вікна в обсадній колоні роторним способом [11, 12].

Вищезазначені ускладнення у [13] пояснюються вірогідністю виникнення значних локальних викривлень у зоні виходу райбера з обсадної колони, які можуть перевищувати 8 градусів, що, безперечно, відображається на роботі низу бурильної колони. Однак при цьому не аналізується напружено-деформований стан бурильної колони.

Таким чином, можна зробити висновок, що процес формування вікна в обсадній колоні під час буріння додаткових стовбурів є складним процесом, який може призвести до поломки низу бурильної колони, однак детальних досліджень у цьому напрямку не проводилося.

Метою нашої статті є висвітлення результатів аналізу напружено-деформованого стану обважнених бурильних труб (ОБТ) на початковому етапі забурювання бічного стовбура свердловини.

На рис. 1 наведено схему забурювання бічного стовбура в обсадній колоні свердловини. Просуваючись уздовж клинового відхилювача з певним кутом нахилу робочої поверхні, райбер вступає в контакт зі стінкою обсадної колони. Поступово заглиблюючись в обсадну колону, райбер формує в ній вікно та бічний стовбур на ділянці *AB* завдовжки *a*. Як зазначалося в [13], у момент виходу із обсадної колони рай



бер працює в неоднорідному за фізико-механічними властивостями середовищі, в результаті чого на нього починає діяти відхиляюча сила, яка спричиняє до виникнення локального викривлення (у районі точки B). У подальшому процес буріння продовжується з метою входження стовбура свердловини в стійку зону пристовбурового масиву породи. Зазвичай довжина цієї ділянки бічного стовбура v не перевищує 4–5 м. Таким чином, на початковому етапі забурювання додаткового стовбура він складається із двох прямолінійних ділянок, які розташовані під кутом γ одна до одної.

Як зазначається в [14, 15], обважнені бурильні труби у викривленому стовбурі зазвичай притискаються до верхньої стінки стовбура свердловини. В нашому випадку це будуть точки контакту ОБТ у точках A і B . Якщо спроектувати ОБТ на площину вибою, то отримаємо точку C – умовну точку контакту труб із стовбуром свердловини. Таким чином, можна стверджувати, що в кожний момент часу на початковому етапі забурювання бічного стовбура ОБТ контактує із його стінками у фіксованих точках, огинаючи прямолінійні ділянки свердловини a і v .

Форму осі низу бурильної колони можна знайти шляхом розв'язання диференціального рівняння, однак після розрахунку в стовбурі свердловини вищезазначеної конфігурації отримані результати не будуть відрізнятися високим ступенем достовірності. Попередні результати розрахунку показали, що радіус вигнутої осі ОБТ у нижній частині бурильної колони дещо менший, ніж у верхній її частині, а отже, геометрична

форма низу бурильної колони нагадує логарифмічну спіраль. Однак у цьому випадку різниця у величинах вказаних радіусів настільки мала, що вісь нижньої частини бурильної колони з високим ступенем точності можна апроксимувати дугою кола певного радіуса.

Для визначення величини радіуса згину ОБТ R бічного стовбура свердловини отримано таку формулу:

$$R = \frac{b}{2 \cos \left[\arctg \left(\frac{a}{b \sin \gamma} + \text{ctg } \gamma \right) \right]}, \quad (1)$$

де b – довжина бічного стовбура після виходу із обсадної колони; a – довжина бічного стовбура в процесі формування вікна в обсадній колоні; γ – кут між двома прямолінійними ділянками бічного стовбура a і b .

Як видно, формула (1) об'єднує геометричні параметри бічного стовбура свердловини на початковому етапі його забурювання, що дає змогу відслідкувати зміну довжини радіуса згину ОБТ зі зміною цих параметрів.

Для нормальної експлуатації обважнених бурильних труб їх радіус згину не повинен призвести до виникнення напружень, які б перевищували межу текучості матеріалу. Як відомо, на ділянці в безпосередній близькості до вибою мінімально допустимий радіус згину бурильної колони визначається за відомою формулою [1, 16]:

$$R_{\min} = \frac{E d_3}{2 \sigma_T}, \quad (2)$$

де E – модуль пружності сталі $[(2,0-2,2) \cdot 10^5 \text{ МПа}]$; d_3 – зовнішній діаметр труб; σ_T – межа текучості матеріалу труб.

За допомогою рівнянь (1) і (2) було проведено дослідження з метою виявлення ступеня залежності величини R від геометричних параметрів бічного стовбура та виявлення моментів, коли величини радіусів згину низу бурильної колони стають меншими за допустимі мінімальні значення. Оскільки під час фрезерування обсадних колон розміром 146 і 168 мм, як правило, використовуються компоновки низу бурильної колони на базі обважнених бурильних труб діаметром 108 мм, тому дослідження проводили для труб саме цього розміру.

На рис. 2 зображено залежності величини радіуса R від довжини ділянки стовбура v за різних значень довжин ділянок a , тобто в процесі поглиблення бічного стовбура. При цьому на рисунку зображено значення мінімально допустимого радіуса згину ОБТ, виготовленого зі сталей різних марок та груп міцності.

Як бачимо з графічних залежностей, зі збільшенням значення v , а також величини a радіус згину ОБТ у всіх випадках зростає. Найменші значення R спостерігаються на початковому етапі буріння бічного стовбура після локального викривлення свердловини.

Якщо кут локального викривлення $\gamma=4^\circ$ (рис. 2, а), то значення радіуса R змінюється у діапазоні від 35 до 92 м і не виходить за межі мінімально допустимих.

Якщо кут локального викривлення $\gamma=6^\circ$ (рис. 2, б), то діапазон зміни значень радіуса R звужується (25÷63 м) і при $b=1,7$ перетинає мінімально допустиме значення для сталі групи міцності Д.

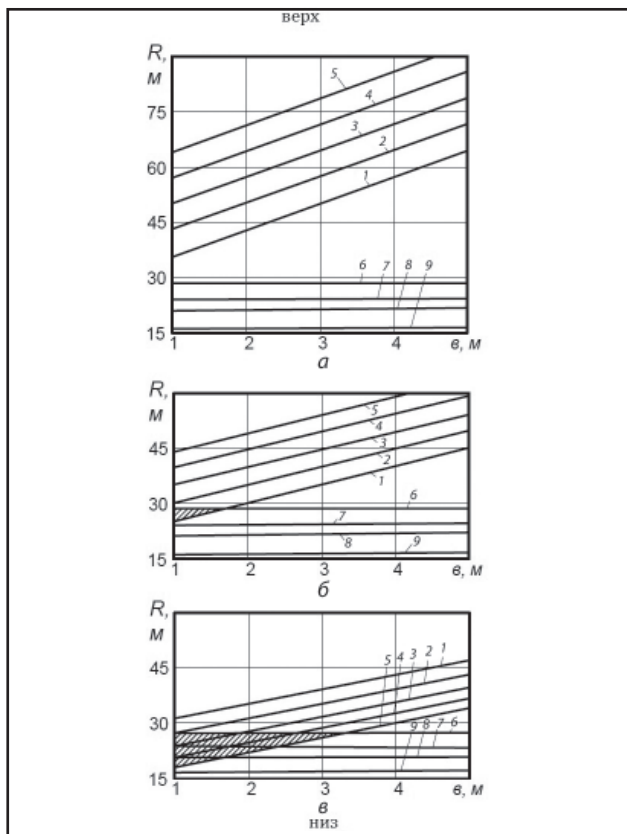


Рис. 2. Залежність радіуса згину обважених бурильних труб від довжини ділянки свердловини в пристовбуровому масиві породи: 1–5 – довжина бічного стовбура свердловини a в зоні формування вікна відповідно 4, 5, 6, 7 і 8 м; 6, 7 – допустимий радіус викривлення ОБТ відповідно зі сталі груп міцності Д і К (СНД); 8, 9 – допустимий радіус викривлення ОБТ відповідно зі сталі груп міцності Е (США), Х95 (США) або сталі марки 40ХН2МА (СНД); a , b , v – кути викривлення бічного стовбура γ відповідно 4, 6 і 8 град

Зі збільшенням кута γ до 8° (рис. 2, в) діапазон зміни значень радіуса R ще більше звужується і знаходиться в межах $17,5 \div 46,5$ м. Як видно з рисунка, прямі 1 і 6 окрес-

люють небезпечну зону (заштрихована), в яку за певних співвідношень a і v може потрапити радіус згину ОБТ. Якщо точка перетину прямих 1, 2, 3, 4 із прямими 6, 7 і 8 знаходиться у цій зоні, то це означає, що напруження згину в бурильних трубах перевищує межу текучості матеріалу, що може призвести до виникнення в ОБТ залишкових деформацій або до поломки труб. За межами зони залишається тільки мінімально допустимий радіус згину ОБТ зі сталі групи міцності Х-95 (стандарт 5АХ, США) або сталі марки 40ХН2МА (СНД), мінімальна межа текучості яких становить 650 МПа.

Як видно з формули (2), на величину мінімального допустимого радіуса згину бурильної колони впливає значення межі текучості матеріалу труб, тому ОБТ із матеріалу з $\sigma_T > 650$ МПа також може застосуватися в таких умовах. У цю категорію можна віднести сталь марки 38ХНЗМФА (СНД) та сталь груп міцності G-105 і S-135, які виготовляються в США відповідно до стандарту 5АХ. Мінімально допустимих радіусів згину ОБТ із вищезазначених марок сталі на рис. 2 не наведено.

Висновок

Таким чином, на початковому етапі забурювання додаткового стовбура із обсадної колони він складається із двох прямолінійних ділянок, які розташовані під певним кутом, а форма нижньої частини бурильної колони в такому стовбурі близька до дуги кола. При цьому радіус згину ОБТ в бічному стовбурі свердловини залежно від його геометричних параметрів може знаходитися в діапазоні від 17,5 до 92 м. Для попередження поломок ОБТ або виникнення в них залишкових деформацій на початковому етапі формування бічного стовбура необхідно використовувати труби зі сталі з межею текучості понад 650 МПа. Сюди можна віднести ОБТ за стандартом 5АХ зі сталей груп міцності Х-95, G-105 і S-135, які виготовляються у США, а також бурильні труби із сталі марки 38ХНЗМФА або 40ХН2МА виробництва країн СНД.

Список використаних джерел

1. **Бурение** наклонных и горизонтальных скважин / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1997. – 650 с.
2. **Федорычев В.А.** Техника и технология забуривания дополнительных стволов из обсаженных скважин: Обзорная информация / В.А. Федорычев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 5. – 51 с. – (Сер. Бурение).
3. **Гасанов А.П.** Восстановление аварийных скважин: справочник / А.П. Гасанов. – М.: Недра, 1983. – 128 с.
4. **Гусейнов Ф.А.** Повышение эффективности резки и бурения второго ствола в добывающих скважинах / Ф.А. Гусейнов, А.М. Расулов, Т.М. Гасанов и др. – Обзорная информация. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – вып. 12. – 47 с.
5. **Федорычев В.А.** Вырезающие и отклоняющие устройства для забуривания стволов в обсаженных скважинах / В.А. Федорычев, О.С. Иванов, А.Д. Кашина // РНТС Бурение. – 1973. – № 1. – С. 11–15.
6. **Гильязов Р.М.** Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами / Р.М. Гильязов. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2002. – 255 с.
7. **Алиев Ш.Н.** Вскрытие «окна» для резки и бурения второго ствола в глубоких скважинах / Ш.Н. Алиев, Н.А. Мананов, В.М. Осипов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1974. – № 2. – С. 32–34.
8. **Шенбергер В.М.** Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах / В.М. Шенбергер, Г.П. Зозуля, М.Г. Гейхман. – Тюмень: Тюм. ГНТУ, 2006. – 573 с.
9. **Крылов В.Н.** Проектирование дополнительного наклонно-направленного и горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины / В.Н. Крылов, А.С. Оганов. – М.: Нефть и газ, 2002. – 102 с.
10. **Амиров А.Д.** Капитальный ремонт скважин / А.Д. Амиров, С.Т. Овматанов, А.С. Яшин. – М.: Недра, 1975. – 326 с.
11. **Вороненко В.П.** О резервах повышения эффективности работ по резке и бурению второго ствола / В.П. Вороненко // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1978. – № 7. – С. 60–64.
12. **Гасанов А.П.** Восстановление скважин / А.П. Гасанов. – М.: Недра, 1983. – 168 с.
13. **Воевідко І.В.** Специфіка забурювання бічного стовбура в обсадній колоні свердловини / І.В. Воевідко // Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 2. – С. 23–26.
14. **Васильев Ю.С.** О допустимой величине изменения азимута и угла наклона при бурении наклонных скважин / Ю.С. Васильев, Ю.С. Алиев, А.С. Бронзов, Н.Б. Сивохина // Нефтяное хозяйство. – 1963. – № 12. – С. 6–11.
15. **Григорян Н.А.** Допустимое приращение угла искривления наклонных скважин при применении стабилизаторов / Н.А. Григорян // Нефтяное хозяйство. – 1964. – № 11. – С. 31–34.
16. **Калинин А.Г.** Бурение наклонных скважин / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1990. – 277 с.