

**ВПЛИВ КОЛИВАНЬ НА СТІЙКІСТЬ БУРОВОЇ КОЛОНИ***НТУ «Дніпровська політехніка»***Гусейнов Ю.Б.****Науковий керівник: к.т.н., доц. Пащенко О.А.**

Буріння свердловин з обертанням часто супроводжується коливними моментами, які обумовлені заклинюванням долота через високі тертя у відкритому стовбурі, подальшим його зривом і значним збільшенням оборотів долота над передбачуваними (стік-сліп ефект). Наслідком цієї проблеми є пошкодження різців долот, поперечні та осьові коливання компоновання низу бурильної колони (КНБК) з утворенням стріли прогину колони бурильних труб та різким зростанням аварійності.

Втрата стійкості КНБК, внаслідок коливань долота, веде до різкого падіння механічної швидкості буріння і величини проходки. Ці ускладнення ведуть до зростання невикористаного часу що є основним джерелом зниження рентабельності діяльності підрядних підприємств. Потрібно розглянути основні причини втрати стійкості КНБК. Одним із ключових факторів, що впливають на ефективність буріння свердловин, є правильний підбір долота та технологічних параметрів буріння.

З аналізу проходки шарошечними долотами, що через великі навантаження на долото відбувається перевищення запасу міцності рухливих елементів (шарошки, цанги, підшипники). Дані ускладнення можуть відбуватися через те, що не враховуються віброприскорення, що відбуваються на забої: вимірювальні прилади калібруються для прискорення вільного падіння ( $G$ ) на поверхні, ближче до вибою,  $G$  може багаторазово перевершувати значення, отримане на гирлі.

Через багаторазове збільшення  $G$  (30-45  $G$ ), у той час як для стабільної роботи з буріння свердловин з гвинтовим вибійним двигуном або роторною керованою системою достатньо 3-5  $G$ . Колона втрачає стійкість і стає динамічно нестабільною. Латеральні та осьові вібрації в колоні присутні на всьому інтервалі буріння свердловини, і не сприяють втраті стійкості та жорсткості системи, але зі збільшенням амплітуди коливань, внаслідок надання високих навантажень на КНБК, з'являється високоенергетична вібрація, яка може надавати руйнівний вплив. Пластичні деформації колони та компонентів КНБК безпосередньо пов'язані з впливом вібрації. Вібрації на вибої переважно викликані резонансом, що виникає внаслідок втрати стійкості колони.

Слід докладно розглянути руйнівну дію вібрацій на КНБК на основі накопиченого досвіду вивчення окремих випадків.

В роботах Mitchell's RF, Miska's S. та Aadnøy's BS [1] польові випробування показали, що в більшості випадків долото, яке було конструкційно змінено з метою мінімізації вібрацій, не тільки демонструвало менші осьові вібрації, в той же час показало значно більшу швидкість проходки, незважаючи на те, що мало меншу питому енергію, ніж

немодифіковане долото. При цьому вібрації були відзначені як один з важливих факторів зносу доліт будь-якого типу.

Механічна питома енергія від долота використовується як параметр для оцінки його продуктивності у випадку, коли долото працює при постійному режимі з мінімальним впливом вібрацій. Якщо долото обертається ексцентрично, за рахунок впливу латеральних вібрацій, використання питомої енергії для оцінки продуктивності долота ненадійно, і результати можуть бути недостатньо достовірними.

Необхідно відзначити, що тертя об стінки свердловини, погана змащувальна здатність бурового розчину, недостатня жорсткість компоновання, також сприяють виникненню ексцентричних обертань КНБК. Тривала робота розбалансованого компоновання призводить до поломок гідравлічних двигунів та іншого забійного обладнання. Для виходу на стабільний (збалансований) режим буріння з вібраційного стану необхідно повністю зупинити обертання і підняти інструмент над вибоєм. В іншому випадку, можливий швидкий і неконтрольований перехід в іншу область або поява змішаного коливального руху (осьовий-обертальний-бічний).

Коливання та наступні удари КНБК о стінки свердловини можуть призвести до пошкодження її компонентів, зміщення напрямку буріння та погіршення якості опрацювання стовбура свердловини. Небезпека поперечного переміщення колони у тому, що у разі відхилення центру тяжкості КНБК від осі свердловини при обертанні в секції УБТ виникатиме відцентрова сила, що веде до скручування колони.

Вимірювання вібрації на вибої свердловини вперше були введені в нафтовій промисловості на початку 1990-х років і в останні роки виявилися життєво важливими для підвищення ефективності буріння та зниження експлуатаційних витрат у всьому світі. Сьогодні використання інструментів вимірювання вібрації стало стандартною процедурою, і більшість операторів мають вбудовані датчики вібрації, що працюють разом із MWD та каротажем під час буріння (LWD). Дані в режимі реального часу дозволяють оператору контролювати критичність вібрацій у свердловині та керувати параметрами буріння.

Поняття «в реальному часі» є не зовсім коректним, оскільки, на сьогоднішній день, блок телеметрії знаходиться на відстані 14-20 м від долота, у зв'язку з цим відбувається затримка передачі даних на гирлі. В результаті затримки інформації з вибою, в ситуації, коли відбувається перехід долота від твердих щільних порід до пластичних порід, починається ексцентричний рух долота, що викликає коливання, зтяжки інструменту, і призводить до зниження швидкості проходки, як говорилося раніше, і команди оператора підвищити осьове навантаження для подолання ситуації. Мета полягає в тому, щоб зменшити вібрації та збільшити термін служби компонентів КНБК. Вкрай важливо, щоб інструменти не працювали при сильних вібраціях.

Сервісні компанії вимірюють ті самі параметри, але мають свій власний спосіб вимірів, інтерпретації результатів із присвоєнням рівня серйозності. Schlumberger, Halliburton та Baker Hughes визначають робочі межі обладнання,

групуючи виміряні прискорення. Вібрації найчастіше вимірюються акселерометром, встановленим у MWD [2].

Бейкер Хьюз створює свою систему [3] на середньоквадратичних значеннях (RMS) від миттєвих прискорень. Для осьових та поперечних коливань визначено вісім рівнів тяжкості вібрації (пронумеровані 0-7). Система не використовує пікових значень, мабуть, їх не реєструють для більш точної інтерпретації даних.

Бейкер Хьюз розглядає крутильні коливання як частину загальної проблеми прослизання (стік-сліп ефекту).

Халібертон поділяє виміряні G на три рівні серйозності [3]: низький (зелений), середній (жовтий) та високий (червоний). Як середні, і пікові значення G використовуються для класифікації тяжкості вібрації. Середні значення G розраховуються за період 4 секунди і залежать від величини G і проміжку часу впливу. Піковий рівень G визначається як максимальна миттєва G в інтервалі 4 секунди і класифікується за величиною та частотою виникнення (кількість ударів). Визначення кожного рівня варіюється для різних типів інструментів і досить складним.

Шлюмберже використовує іншу систему кількісного визначення G [3], ніж Бейкер Хьюз та Халлібертон. Визначається поріг, зазвичай 50 G/c, і підраховується кількість ударів, коли G перевищує це значення (таблиця 6). Коливання нижче даних рівнів розглядаються як такі, що не пошкоджують інструмент. Вплив коливань поділено на 4 рівні (0-3).

Аналіз результатів досліджень показує, що методи та пристрої зниження вібрацій повною мірою не здатні усунути коливальний процес колони.

Підвищення ефективності буріння похилих та горизонтальних свердловин можливе при здійсненні оперативного управління та контролю параметрів буріння, так як збалансованість конструкції свердловини, а також стабільність її роботи багато в чому залежить від технологічних параметрів, найбільшою мірою від фактичного (статичного, динамічного) навантаження на долото.

### **Перелік посилань**

1. Mitchell, RF, Miska, S. and Aadnøy, BS Fundamentals of Drilling Engineering. - USA: Society of Petroleum Engineers, 2011. - 710 p.
2. Mitchell, RF, Allen, MB Lateral vibration: key to BHA failure analysis // World Oil, vol. 200 (4) - USA: Np, 1985.
3. Ihnatov, A., Koroviaka, Y., Rastsvietaiev, V., Tokar, L. (2021). Development of the rational bottomhole assemblies of the directed well drilling. Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons – 2020, E3S Web of Conferences 230, 01016 (2021). <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001016>.
4. Nazarov, O.Ye., Gankevych, V.F., Pashchenko, O.A., Kiba, V.Ya. (2020). Reduction of power-intensivity at rotary-percussive drilling. Geotekhn. mekhan. 2020, 150, 146-155. <https://doi.org/10.15407/geotm2020.150.146>.