

УДК 622.245.42.004.6

МЕТОДИЧНІ ПІДХОДИ ДО КОНТРОЛЮ ПОТЕНЦІЙНОГО ЗНОШУВАННЯ ПРОМІЖНИХ ОБСАДНИХ КОЛОН ПРИ СПОРУДЖЕННІ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

© Коцкулич Я.С., Тершак Б.А., Сенюшкович М.В., 2006

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Проблема зношування обсадних колон у похило-скерованих свердловинах є актуальною оскільки їх залишкова міцність не завжди відповідає геолого-технічним умовам спорудження свердловин. Пропонується методика оцінки величини потенційного зношування проміжних колон під час виконання різних технологічних операцій у свердловинах

Вітчизняна та зарубіжна практика спорудження похило-скерованих свердловин поставила перед фахівцями цілий ряд проблем, до яких належить і забезпечення необхідного рівня надійності кріплення свердловини як інженерної споруди. Тут наряду з традиційними питаннями постає нове – збереження початкової міцності обсадних колон. У даний час для кріплення свердловин широко застосовуються обсадні труби зі сталей груп міцності Е, Л, М, N-80, P-110 із підвищеною чутливістю до різноманітних пошкоджень. Достатньо велика кількість спуско-підіймальних операцій, обертовий рух бурильної колони призводять до появи на внутрішній поверхні обсадних колон пошкоджень різноманітної форми, які в подальшому виступають джерелами концентрації напружень та можливого крихкого руйнування.

Систематизовані дані про зношування обсадних колон у свердловинах появились на початку 60-х років (Л.Б. Ізмайлов, М.Л. Кісельман). Виконаний ними аналіз пошкоджень проміжних обсадних колон на площі Ачи-Су показав, що однією з причин розривів та зім'яття обсадних труб може бути їх зношування бурильною колоною. Встановлено, що пошкодження у значній мірі припадають на ділянки інтенсивного викривлення стовбура свердловини, причому вони виникають навіть після відносно нетривалої роботи інструменту. Так у свердловинах 122 та 128 Ачи-Су пошкодження виникли відповідно після 42 та 46 рейсів долота. За даними як вітчизняних, так і зарубіжних дослідників існують певні закономірності в геометрії зношування та формі пошкоджень обсадних колон.

В зоні контакту бурильних труб з обсадною колоною відбувається складний, маловивчений процес. За даними М.Л. Кісельмана [1] на

внутрішній поверхні піднятих зі свердловин зразків обсадних колон спостерігаються сліди дії високих поверхневих температур (до 1100° С), обумовлених напіврідким, граничним, напівсухим та сухим тертям. Така сукупність видів тертя рідко зустрічається в інших галузях техніки і тому представляє велику складність для дослідників. Маловивчений механізм зношування в значній мірі ускладнює розробку методів прогнозування цього явища. Будь-яке аналітичне вирішення такої задачі повинно базуватись на урахуванні великої кількості змінних факторів: динаміки тертя колони бурильних труб, механічні властивості сталей обсадних та бурильних труб, вплив промивальної рідини, тривалість процесу взаємодії і т.д. Така задача набагато складніша, ніж ряд аналогічних задач в інших галузях техніки хоча б тому, що відсутній безпосередній доступ до об'єкта досліджень.

Оскільки уникнути зношування обсадних, в першу чергу проміжних, колон практично неможливо, доцільно спробувати спрогнозувати це явище, оцінити залишкову міцність обсадної колони, а також розробити заходи з максимальною можливістю його попередження.

Робота тертя бурильних труб в обсадній колоні найбільш повно враховує основні особливості процесів зношування, оскільки вона враховує вагу підвіски труб, особливості тертя і т. п. Керуючись таким підходом автори першої методики розрахунку обсадних колон на зношувальність [2] запропонували використовувати роботу тертя як основний критерій зносостійкості.

Методи прогнозування умовної роботи тертя у свердловині базуються на формулі класичної механіки

$$A = N \cdot S \cdot f, \quad (1)$$

де N - притискуюче зусилля, S – шлях тертя, f - коефіцієнт тертя.

Автори [2] запропонували роботу тертя колони бурильних труб розраховувати так:

$$A = f(N_1 \cdot S_1 + N_2 \cdot S_2 + N_3 \cdot S_3), \quad (2)$$

де індекси 1,2,3 означають відповідно спуско-підймальні операції (СПО), безпосереднє буріння та розгвинчування замкових різьб ротором під час підйому труб зі свердловини відповідно. Вважається, що на етапі СПО контакт бурильних труб з обсадною колоною виникає по всій довжині без урахування замкових з'єднань, а через це (за даними Александрова М.М. [3]) прогнози розрахунки на підставі [4] можуть мати похибку до 280%. Танкибаев М.А. [5] пропонує притискує зусилля бурильного інструменту визначати як добуток ваги на просторовий кут охоплення. В роботі [1] Кісельман М.Л. запропонував визначати умовну роботу тертя відносно січення обсадної колони, яке умовно дорівнює 0,01 м, таким чином:

$$A_{c.n.} = 10^{-3} i \cdot f \cdot q \frac{l}{b} \left(\sum_{i=1}^{\beta} L \right)^2, \quad (3)$$

де $A_{c.n.}$ – умовна робота тертя замкових з'єднань бурильних труб під час СПО; i – інтенсивність викривлення свердловини; f – коефіцієнт тертя; q – вага колони труб в промивальній рідині; l/b – коефіцієнт, що враховує довжину дотику бурильних труб з обсадною колоною (l – довжина труби, b – довжина замкового з'єднання); L – сумарний шлях тертя при кількості СПО від 1 до β .

Ізмайлов Л.Б. [6] рекомендує в такому випадку використовувати наступні розрахункові формули:

- роторний спосіб буріння:

$$\delta'_p = \frac{2cbk}{\lambda \cdot l} \left\{ H_{\sigma.k.} + H_0 \left(\frac{l}{b} - 1 \right) + \pi d \left[\frac{Ft}{2c} + \frac{5H_{\sigma.k.}}{ab} + \frac{5}{cb} - (H_2 - H_1) \right] \right\}; \quad (4)$$

- турбінний спосіб буріння:

$$\delta'_t = \frac{2cbk}{\lambda \cdot l} \left\{ H_{\sigma.k.} + H_0 \left(\frac{l}{b} - 1 \right) + \pi d \left[\frac{5H_{\sigma.k.}}{ab} + \frac{5}{cb} - (H_2 - H_1) \right] \right\}. \quad (5)$$

Тут

$$H_{\sigma.k.} = H_1 - z + \frac{H_2 - H_1}{c} \frac{c+1}{2}, \quad (6)$$

де $H_{\sigma.k.}$ – середня довжина бурильної колони, м; z – змінна координата глибини, на усті $z=0$, біля башмака колони $z=H$; H_1, H_2 – початкова і кінцева глибини буріння з-під колони, м; c – кількість рейсів інструменту; k – поправочний коефіцієнт (рекомендоване значення складає 1,1-

1,5); λ – умовний питомий шлях тертя, м/мм; H_0 – довжина ОБТ, м; d – діаметр замка, м; F – частота обертання ротора, об/хв.; t – тривалість буріння, хв.; a – кількість труб в одній свічі.

Мамедов А.А. [7], застосовуючи загальну теорію тертя однорідного тіла з абразивною поверхнею для умов свердловини, умовно приймає за еталонну таку свердловину, в якій повністю протерлись стінки проміжної колони. Такий підхід дозволяє уникнути складних експериментальних досліджень з визначення величини коефіцієнта пропорційності, який враховує вплив на зношування умов тертя, абразивності середовища, чистоти поверхні пар тертя і т. п.

Запропонована ним формула для визначення зношування обсадних труб в залежності від об'єму виконаної роботи і умов тертя має вигляд:

$$V = \frac{\mu(p_1 L_1 + p_2 L_2 + p_3 L_3)}{V_0}, \quad (7)$$

де μ – коефіцієнт, що враховує вплив умов тертя, абразивності середовища, чистоти поверхні пари, що третється та інших дефектів. Рекомендоване значення $\mu=1,0 \div 2,7$ і залежить від типу та властивостей промивальної рідини; $p_1 L_1$ – робота зношування при спуску і підйомі бурильної колони, Н·м; $p_2 L_2$ – робота зношування при бурінні, розширюванні і проробках стовбура свердловини під час обертання бурильної колони, Н·м; $p_3 L_3$ – робота зношування при розгвинчуванні труб ротором під час підйому інструменту, Н·м; V_0 – робота зношування в умовно еталонній свердловині, яка призводить до протирання обсадних труб на 1 мм^3 .

Визначаючи V із умови повного протирання обсадної труби при довжині зносу на 1 мм^3 , а також виходячи із суми робіт в еталонній свердловині $p_1 L_1 + p_2 L_2 + p_3 L_3$, за формулою (7) визначається величина роботи зношування в умовно еталонній свердловині, яка призводить до протирання обсадних труб в об'ємі 1 мм^3 (V_0). Однак при практичному застосуванні розрахункових формул з визначення величин $p_1 L_1, p_2 L_2, p_3 L_3$, які входять у вираз (7), виникають розходження між розрахунковими даними і фактичним зношуванням обсадних труб в свердловині. Ці розходження викликані тим, що при виведенні цих формул автором допускається постійність величин притискуючих сил при всіх СПО. Фактично притискує зусилля змінюється для кожного замка, в залежності від глибини свердловини.

Неважко помітити, що на відміну від прийнятих значень у зазначеній вище роботі

лінійного зношування стінки труби в еталонній свердловині (на довжину 1мм), визначення об'ємного зношування в цій свердловині при повному протиранні стінки проміжної колони дає змогу безпосередньо визначити коефіцієнт μ для даної площі. Тоді

$$\mu = \frac{V}{\sum A_i}, \quad (8)$$

де V – об'ємне зношування у випадку повного протирання стінки проміжної колони, мм³; $\sum A_i$ – сумарна робота тертя на різних етапах спорудження свердловини, Н·м.

Загальний об'єм зношування V можна знайти, виходячи з формули об'єму конуса (характерний тип виробки в тілі обсадної труби) висотою h і основою S , що визначається площею частини поперечного перетину труби по ОС (рис.1 та рис.2)

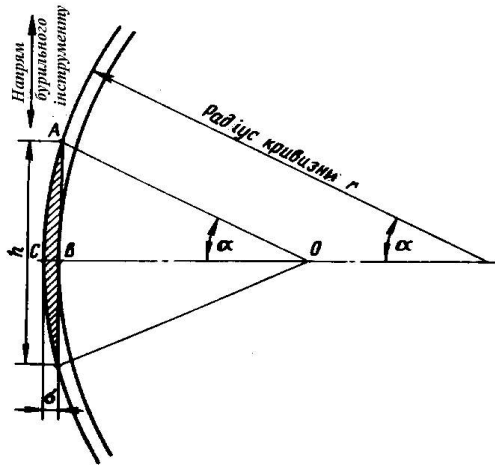


Рис. 1. Схема повного протирання стінки проміжної колони (розріз по вертикалі)

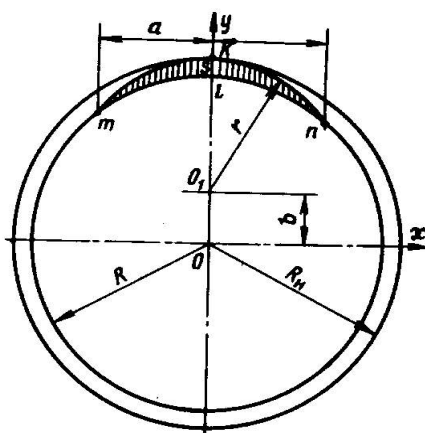


Рис. 2. Схема визначення площі зношування в поперечному перерізі обсадної труби

Відповідно

$$V = \frac{1}{3}Sh. \quad (9)$$

Глибину зношування стінки обсадної труби визначимо так

$$u = \frac{3\mu(A_1 + A_2)}{2S} \cdot \frac{1 - \cos \alpha}{\sin \alpha}, \quad (10)$$

де μ – коефіцієнт умов тертя. При виконанні оціночних розрахунків можна користуватись значеннями μ , рекомендованими [7] ($\mu = 1,0 \div 2,7$).

Очевидно саме такий підхід є найбільш обґрунтованим і його доцільно взяти за основу при розробці методики. При цьому найбільш доцільно враховувати роботу тертя під час виконання спуско-підіймальних операцій з метою заміни долота та безпосереднього буріння.

Роботу тертя під час виконання СПО пропонується визначити з такого рівняння

$$A_1 = \sqrt{2} \cdot \eta \cdot b \left\{ \left[c \cdot n_1 + \frac{(c-1)(L-H)}{2l} \right] \times \left(q'_{обт} h + \frac{q'_T l}{2} \right) + \left[cn_1^2 + \frac{n_1(L-H)}{l} (c-1) + \frac{(c-1)(2c-1)}{6c} \left(\frac{L-H}{l} \right)^2 \right] \cdot \frac{q'_T l}{2} \right\}, \quad (11)$$

де n_1 – число замків в бурильній колоні; η – просторовий кут викривлення, градус; $q_{обт}$ – вага 1м ОБТ в повітрі, Н/м; q_T – вага 1м бурильної труби в повітрі, Н/м; H – довжина проміжної колони, м; L – глибина свердловини, м.

Робота тертя під час заглиблення свердловини визначається з наступних умов:

- роторний спосіб буріння:

$$A_2 = \frac{\sqrt{2} \pi d n N b t \eta}{L-H} \times \quad (12)$$

$$\times \left[h q'_{обт} + (H - H_x - h + \frac{n+1}{2} l) q'_T - G_o \right];$$

- буріння за допомогою вибійних двигунів:

$$A_2 = \sqrt{2} b n \eta \times \quad (13)$$

$$\times \left[h q'_{обт} + (H - H_x - h + \frac{n+1}{2} l) q'_T - G_o \right].$$

Методика прогнозування зношування проміжних обсадних колон при спорудженні похило-скерованих свердловин розроблена на замовлення ДК "Укргазвидобування" та реалізована у вигляді програмного комплексу, виконаного в середовищі Borland Delfi.

Результати розрахунків за даними спорудження свердловин №78 Яблунівського ГКР та №76 Матіївського ГКР ДК "Укргазвидобування"

показують, що на окремих ділянках потенційне зношування проміжних колон може складати 1÷3 мм. Вказану обставину необхідно враховувати при проектуванні робіт на спорудження похило-скерованих свердловин та при їх подальшій експлуатації.

1. Киссельман М.Л. Износ и защита обсадных колон при глубоком бурении. – М.: Недра, 1971. –207с.
2. Эрлих Г.М., Вартанова Н.А. Ревизкий Э.И. Новая методика расчета обсадных колон на износ от трения // Нефтяное хозяйство, №7, 1962. –С.41-47.

3. Александров А.А. Определение сил сопротивления при бурении скважин. – М.: Недра, 1965. –189с.
4. Тимошенко С.П. Гере Дж. Механика материалов. / Пер. с англ. Корнейчука Л.Г. – М.: Мир, 1976. – 669с.
5. Танкибаев М.А. Исследование основных причин явлений желобообразования на стенках бурящейся скважины. / Изв. АН Каз. ССР, №3, 1966. – С.34–39.
6. Измайлов Л.Б. Методы повышения долговечности обсадных колонн. – М.: Недра, 1984. –182с.
7. Мамедов А.А. Предотвращение нарушений обсадных колонн. –М.: Недра, 1990. – 238с.

УДК: 539.3

ВЛИЯНИЕ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ НА МАГНИТНЫЕ СВОЙСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

© Лобанов Л.М., Бондаренко Ю.К., Бондаренко А.Ю., 2006
Институт электросварки им. Е.О. Патона НАН Украины,

© Громьяк Ю.Р., 2006
ЗАТ НТЦ «Промтехдиагностика», г. Ивано-Франковск

Приведені результати дослідження коерцитивної сили у зварних швах газопроводу “Борислав-Дрогобич”, визначені залишкові ресурси експлуатації окремих елементів цього газопроводу. Для проведення досліджень використовувалися коерцитиметри, а також інші відомі технічні засоби неруйнівного контролю

Роль сварных конструкций, широко используемых в строительстве, энергетике, транспорте, судостроении и других отраслях промышленности, неуклонно растет. Они работают на земле, под водой, в космосе, при нормальных, высоких и криогенных температурах, в агрессивных средах и в условиях интенсивного радиационного облучения. Поэтому непрерывно повышаются требования к их качеству, надежности и долговечности, что вызывает необходимость поиска новых конструктивно-технологических решений, совершенствования методов расчета, всестороннего исследования прочности сварных соединений, оптимизации технологий изготовления конструкций [1].

Большинство эксплуатируемых во многих странах ответственных сварных конструкций приближается к своему критическому возрасту. Особое беспокойство вызывает техническое состояние магистральных газо- и нефтепроводов. Возрастающая доля старых трубопроводов, отработавших свой нормативный срок, является одной из главных причин возникновения аварий.

В настоящее время срок службы около половины магистральных нефтегазопроводов превышает нормативный срок 33 года или близок к

нему. Это обусловлено значительными сроками службы нефтепроводов, снижением их несущей способности вследствие деформационного старения и накопления повреждений в металле труб и в сварных швах и, как следствие, увеличением риска аварий [2].

При оценке остаточного ресурса и продлении срока службы газонефтепроводов необходимо рассматривать конкретные участки магистрального трубопровода, которые уже отработали назначенный срок службы и эксплуатируются в опасных зонах. В этой связи их состояние должно быть уточнено на основе технического освидетельствования (мониторинга) с анализом имевшихся повреждений и причин, их вызвавших [3].

Таким образом, по результатам оценки остаточного ресурса с учетом фактического технического состояния срок службы магистрального трубопровода может быть продлен без снижения уровня безопасности его эксплуатации.

Для оценки влияния срока эксплуатации газопроводов на поврежденность структуры металла кольцевых стыковых сварных соединений были проведены комплексные испытания при