

DOI 10.36074/21.08.2020.v1.37

КОНЦЕПЦІЯ ЗАСТОСУВАННЯ ПОЛІМЕРНО-КОМПОЗИЦІЙНИХ МАТЕРІАЛІВ ДЛЯ ЕЛЕМЕНТІВ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Чернова Мирослава Євгеніївна

доктор технічних наук, доцент кафедри загальної та прикладної фізики
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

УКРАЇНА

Одними з проблем нафтогазової промисловості є втомно-корозійне руйнування елементів бурильної колони та прихоплення бурильних, обважнених труб в свердловині, які виникають у процесі буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин. Прихоплення виникають у наслідок явища тертя, що виникає між стінками стовбуром свердловини та елементами бурильної колони.

Дослідженню причини, через які виникають прихоплення бурильних колон, та відбувається їх втомно-корозійне руйнування, присвячено багато наукових праць, але не зважаючи на це, вони все одно продовжують виникати, вимагаючи матеріальних затрат і часу на їх ліквідацію.

Надзвичайно актуальним питанням є зменшення сил тертя між елементами компоновки низу бурильної колони та стовбуром свердловини при бурінні похило-скерованих і горизонтальних свердловин із застосуванням гвинтових вибійних двигунів. Наявність значних сил тертя перешкоджає доведенню ефективного осьового навантаження на породоруйнівний інструмент, що призводить до зменшення механічної швидкості буріння, збільшення тривалості часу буріння.

Основними напрямками проведення досліджень були:

- технологія полімерного покриття для труб нафтового сортаменту;
- матеріали та складові, для отримання полімерних покриттів;
- технологія та техніка отримання полімерного покриття.

Теорія тертя, з врахуванням взаємодії тіл на атомно-молекулярному рівні і явища притискання та адгезії, описує сумарну силу рівнянням:

$$F = \mu(N + AS), \quad (1)$$

де μ - коефіцієнт тертя;

S - площа істинного контакту, m^2 ;

A - питома адгезія, що діє на одиниці площі істинного контакту (H/m^2);

N - сила притискання, H .

Стосовно першої складової в рівнянні (1), можна сказати, що для подолання взаємовідштовхування двох тіл і введення їх у контакт є необхідним прикладання певної сили N , і вона буде тим більшою, чим більшою є одиниця адгезійної площі істинного контакту між тілами, тобто більшим буде зусилля, необхідне для руху.

Під час руху інструменту величина сили N визначається притискаючим зусиллям, що діє по нормалі до площі контакту труби і стінки свердловини. Навіть за відсутності перепаду тиску для зрушення тіла чи труби в кірці слід подолати адгезійні зв'язки в місцях істинного контакту, що утворився через

тиск труби на кірку, що виникає під дією її власної ваги. На практиці спостерігається одночасно як адгезія, так і розклинювання тіл, зумовлене взаємодією електронних оболонок атомів, що виникає в процесі їх взаємного перекриття, або так звана молекулярна шорсткість. Через таку взаємодію виникають сили, рівнодійна яки спрямована за нормаллю до поверхонь поділу, тобто сили адгезії і сили спрямованої тангенціально до цих поверхонь – сили тертя. Оскільки, радіус дії сил притягання є співрозмірним з розмірами атомів, а радіус дії сил відштовхування є значно більшим, через наявність шорсткості поверхонь тіла неможливо наблизити так, щоб переважали сили відштовхування, тому результируючою силою їх взаємодії є адгезійна.

За результатами проведених досліджень впливає:

що зношувальність зростає зі збільшенням притискуючих зусиль та глибини свердловини;

що полімерне покриття завтовшки 0,95 мм може застосовуватись для буріння свердловини до 2000 м, за проходки в один рейс, що дорівнює 100 м, і за притискуючої сили 700 Н. Притискуюча сила 700 Н, для вищенаведеної КНБК, виникає в процесі викривлення стовбура свердловини $1 \div 1,5^\circ$ на 25 м. Разом з тим, було отримано результати розрахунку питомої зношувальності полімерного покриття в залежності від його товщини і сили притискування

Сила прихоплення, що складається з механічної складової F_M , зумовленої дією перепаду тиску і адгезійної сили F_A взаємодії металевої поверхні труб з поверхнею кірки стовбура свердловини, описується рівнянням Дерягіна:

$$F = \mu(F_M + F_A), \quad (2)$$

де μ - коефіцієнт тертя.

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень нами встановлено, що полімерне покриття не впливає на механічну складову F_M , але дозволяє зменшити адгезійну складову F_A і коефіцієнт тертя μ .

Адгезійна складова F_A пропорційна добутку питомої адгезійної сили A , що має розмірність тиску, на площу контакту труби з кіркою поверхні стовбура свердловини:

$$F_A = 2AR_T l \sin \alpha, \quad (3)$$

де R_T - радіус труби, м;

l - довжина елемента труби, м;

α - половина кута охоплення труби кіркою:

$$\alpha = \arccos \frac{R_c^2 - (R_c - R_T)^2 - R_T^2}{2R_T(R_c - R_T)}. \quad (4)$$

В умовах притискання колони труб до стінки свердловини, в інтервалах нахилу і викривлення стовбура свердловини, відбувається на стінці ущільнення або консолідація з боку колони труб, за таких умов виникає градієнт тиску. Це призводить до витискання частини рідини з пристінкового шару стовбура свердловини і кірка ущільнюється. Диференціальне рівняння яке враховує цей процес, що веде до зміни тиску в кірці, задається рівнянням Терцагі:

$$\frac{\partial P_f}{\partial t} = C_g \frac{\partial^2 P_f}{\partial x^2}, \quad (5)$$

де C_g - коефіцієнт консолідації.

Граничні умови, що накладаються для розв'язання цього рівняння, наступні:

1. Надлишковий тиск вологи в порах, що діє на стінки свердловини порівняно з пластовим, дорівнює нулю $P_f(0, t) = 0$;

2. Початковий розподіл гідравлічного тиску в кірці є лінійним, або $P_f(x, 0) = px/L$;

3. Поверхня труб є непроникна, або $\frac{\partial P_f(L, t)}{\partial x} = 0$.

Тоді розв'язок рівняння Терцагі за даних граничних умов набуде вигляду:

$$P_f(x, \tau) = \frac{8}{\pi^2} \Delta P \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n+1}}{(2n-1)^2} \exp[-(2n-1)^2 \cdot N] \sin\left[\frac{(2n-1)\pi x}{2L}\right], \quad (6)$$

де

$$N = \frac{\pi^2}{4} \tau = \frac{\pi^2 k \cdot t}{4\eta \cdot m_g L^2}; \quad (7)$$

k - проникність кірки поверхні стовбура свердловини, %;

η - в'язкість фільтрату промивальної рідини, Па·с;

m_g - показник ущільнення кірки, кг/м²;

L - товщина кірки стінки свердловини, мм;

t - час, с;

C_g - коефіцієнт консолідації;

$\Delta P = P_r - P_0$ - різниця тисків, Па;

P_r - гідравлічний тиск, Па;

P_0 - тиск біля стінки свердловини, Па;

τ - фактор часу, с.

На поверхні контакту труби з кіркою, тиск рідини і навантаження на частинки кірки будуть змінюватися так:

$$P_f(L, \tau) = \frac{8}{\pi^2} \Delta P \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\exp[-(2n-1)^2 N]}{(2n-1)^2}, \quad (8)$$

$$P_s(L, \tau) = \Delta P \left[1 - \left(\frac{8}{\pi^2} \right) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\exp[-(2n-1)^2 N]}{(2n-1)^2} \right]. \quad (9)$$

Для визначення коефіцієнта консолідації C_g використовуємо метод Казагранде, який передбачає апроксимацію кривої деформація-час у вигляді залежностей, що поєднують фактор часу $\tau = \frac{C_g t}{L^2}$ і середні напруження в пристінковій кірці стовбура свердловини P_{cp} :

$$\tau = \begin{cases} \frac{\pi}{4} \left(\frac{P_{cp}}{100} \right)^2 & \text{за } P_{cp} < 53\%; \\ 1,781 \div 0,933 \lg(100 - P_{cp}) & \text{за } P_{cp} > 53\%. \end{cases}$$

На основі проведених теоретичних досліджень, що стосувалися літературно-патентного пошуку, проведення математичних розрахунків і математичного моделювання процесів, пов'язаних з дослідженнями міцнісно-механічних характеристик полімерного покриття, було проведено

експериментальні дослідження з вибору композиту і технології полімерного покриття елементів компоновки низу бурильної колони.

Для практичного застосування теорії міцності стосовно розрахунку довговічності адгезійного з'єднання метал-полімер рекомендується спосіб визначення енергії активації руйнування і коефіцієнта, що характеризує чутливість матеріалу до механічних напружень.

За експериментальними дослідженнями встановлено:

1) найбільш оптимальний технологічний склад полімерно-композиційного матеріалу, що забезпечує високу зносостійкість покриття на сумарному шляху тертя в межах 40 000÷75 000 метрів;

2) найбільш вдало поєднують в собі поставлені вимоги до полімерного покриття – поліаміди, які за зносостійкістю переважають не тільки інші полімери а й над інші антифрикційні метали і сплави;

3) оптимальну товщину полімерного покриття, яка забезпечує необхідну зносостійкість на даному шляху тертя, що складає 0,82±0,93 мм і разом з тим така мала товщина покриття не сприяє тепловим напруженням на поверхнях;

4) підібрана технологія полімерного покриття елементів бурильної колони не залежить від конфігурації поверхні, що покривається, а дотримання температурно-часового режиму забезпечує не лише адгезійну міцність покриття на поверхні, а й стабільність в процесі експлуатації.

Висновки:

1. Полімерне покриття елементів бурильної колони запобігає корозійно-втомному руйнуванню, що значно підвищує термін їх експлуатації.

2. Отримано склад полімерного покриття, який за незначної товщини 2÷3 мм та відповідної технології нанесення забезпечує високі фізико-технічні характеристики цього покриття на поверхні елементів бурильної колони і в процесі експлуатації володіє низьким коефіцієнтом зношуваності на достатньо великих шляхах тертя, які складають близько 4÷7,5 км.

3. Поверхня бурильної колони, що покрита отриманим полімерним покриттям, володіючи низьким коефіцієнтом тертя (~0,025) у промивальній рідині, не здатна до прихоплень, а це, в свою чергу, забезпечує безаварійне буріння нафтогазових свердловин, суттєве зменшення часу на їх будівництво, відсутність колосальних затрат, спричинених аваріями.

4. Процес полімерного покриття є можливим безпосередньо на базі замовника, оскільки є методом, який можна здійснити в умовах нафтогазових промислів з використанням мобільного устаткування.

Список використаних джерел:

[1] Полімерне покриття елементів бурильної колони Пат. України №124700 №u2017 008773, МПК E21B 17/00; F16L 58/04 заявл. 31.08.2017, опубл. 25.04.2018 Бюл. 8 с.4.

[2] Наукові тенденції буріння глибоких нафтогазових свердловин. *International Academy Journal Web of Scholar*. 2019. 1(31), Vol.1. P. 18-21. DOI: https://doi.org/10.31435/rsglobal_wos/31012019/6308.