

6. Anvar Husen Akbar Ali, Tim Braun, Rodjer Delgado et al. (2005) Modelirovanie mekhanicheskikh svoystv geologicheskoi sredy kak sredstvo rasshifrovki napriazhenii v gornykh porodakh [Modeling the mechanical properties of the geological environment as a means of deciphering stresses in rocks]. *Neftegazovoe obozrenie – Oil and Gas Review, Osen – Fall*, 4–23 [in Russian].
7. Lekhnitskii, S. G. (1938) Opredelenie napryazhenii v uprugom izotropnom massive vblizi vertikalnoi tsilindricheskoi vyrabotki krugovogo secheniia [Determination of stresses in an elastic isotropic array near a vertical cylindrical output with circular section]. *Izv. AN SSSR. OTN. – Proceedings of the USSR Academy of Sciences. DES*, 7, 69–76 [in Russian].
8. Derkach, A. S., & Maslennikov V. I. (2008). Patent of Proceedings of the USSR Academy of Sciences 2341638 [in Russian].
9. Kuliev, G. G. (1988). *Osnovy matematicheskoi teorii ustoichivosti skvazhin [Fundamentals of the mathematical theory of well stability]*. Baku, Elm, [in Russian].

УДК 622.24

DOI: 10.33839/2708-731X-23-1-10-16

М. Є. Чернова, д-р. техн. наук¹; **В. С. Школьна**, ст. викладач²

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15,
76018 м. Івано-Франківськ, Україна,
e-mail: miracherril@gmail.com

²Тернопільський національний технічний університет ім. Івана Пулюя, Технічний коледж,
вул. Леся Курбаса, 13, 46016 м. Тернопіль, Україна,
e-mail: shkolna13@gmail.com

ДО ТЕХНОЛОГІЇ ЗНОСОСТІЙКОГО ПОКРИТТЯ ДЛЯ ЕЛЕМЕНТІВ КОМПОНОВКИ НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Втомно-корозійне руйнування елементів бурильної колони в свердловині, що виникає у процесі буріння глибоких свердловин, є однією з проблем нафтогазової промисловості. Заразом зменшення сил тертя між елементами компоновки низу бурильної колони та стінками стовбура свердловини як із застосуванням гвинтових вибійних двигунів, так і за умов роторного буріння є надзвичайно актуальним питанням. Наявність значних сил тертя перешкоджає доведенню ефективного осьового навантаження у вибій свердловини, що призводить до зменшення механічної швидкості буріння, збільшення тривалості буріння, а отже, і підвищення собівартості буріння нафтогазових свердловин.

У статті розглядається можливість зменшення тертя та корозійно-втомного руйнування за рахунок технології полімерного покриття як елементів компоновки низу бурильної колони, так і її найбільш прихопленебезпечних ділянок.

Основні напрямки проведення досліджень полягали у створенні технології полімерного покриття для труб нафтового сортаменту, зокрема у виборі матеріалів та складових для отримання такого покриття і у розробленні технології його нанесення.

Такий техніко-технологічний комплекс здатний забезпечити підвищення швидкості будівництва нафтогазових свердловин, і, відповідно, знизити її собівартість до 35%.

Важливими залишаються результати промислових досліджень, які можуть бути проведені буровими компаніями України, оскільки дана технологія враховує геологічні умови родовищ Дніпрово-Донецької западини та шельфу Чорного моря.

Ключові слова: бурильна колона, полімерне покриття, тертя, технологія, зносостійкість.

Сучасний напрям у бурінні вимагає зниження сил тертя та забезпечення доведення оптимального навантаження на породоруйнівний інструмент. Дослідженнями доведено, що

68–76 % підведеної енергії витрачається на тертя між поверхнями та на пружну деформацію породи [1].

Дослідженню причин, через які виникають прихоплення бурильних колон та відбувається їх втомно-корозійне руйнування, присвячено багато наукових праць, але, незважаючи на це, вони продовжують виникати, вимагаючи матеріальних затрат і часу на їх ліквідацію [2].

Для захисту від втомно-корозійних явищ успішно застосовувалося покриття поверхні (напиленням або гальванічне) іншими металами, зокрема цинком, міддю, хромом, нікелем. На даний час успішно розвиваються технології покриття поверхонь на основі полімерних, лакофарбових, каучукових матеріалів та композицій на їх основі, які знаходять широке застосування в машинобудуванні, в техніці, в промисловості [3].

Полімерне покриття дає можливість використовувати низькосортні марки сталі для виготовлення обладнання, що працює в агресивному середовищі, що, в свою чергу, призводить до підвищення терміну використання такого обладнання, а отже, і до значної економії коштів [3].

Під час будівництва похило-скерованих і горизонтальних ділянок стовбура свердловин бурильна колона під дією сили тяжіння притискається до нижньої стінки свердловини, через що її обертання утруднюється, а це суттєво ускладнює винесення шламу, зростають сили опору поступальному рухові бурильної колони в напрямку вибою свердловини, що, в свою чергу, перешкоджає оптимальному доведенню осевого навантаження на долото. В кінцевому результаті понижуються показники роботи доліт, погіршується якість керування траєкторією свердловини [4].

Аналіз наявних технологій і технік для нанесення зовнішнього покриття труб свідчить, що сучасні тенденції розвитку даної області знань значною мірою визначаються розробкою нових матеріалів, які можуть забезпечити високу якість покриття. Не залишені без уваги на сьогоднішній день традиційні види матеріалів, зокрема порошки, удосконалення складу яких базується на створенні гібридних сумішей і наповнених композицій. Відповідно, розвиваються технології порошкового покриття металевих поверхонь.

Серед великої кількості полімерних матеріалів, які використовуються в якості захисного покриття, унікальні властивості мають фторопласти, що поєднують у собі високу хімічну стійкість до різноманітних агрегатних середовищ, високі діелектричні та антифрикційні властивості.

Підбір і застосування полімерно-композиційних матеріалів (ПКМ) дасть можливість забезпечити низький коефіцієнт тертя, високу роботоздатність, зносостійкість, самозмащування, стійкість до розшарування полімерного покриття в процесі експлуатації в свердловині, вібро- і ударостійкість, термостійкість і хімічну стійкість до агресивних середовищ.

Для покриття металевих поверхонь, таких як елементи компонування низу бурильної колони (КНБК), замкові різьбові з'єднання та зовнішня поверхня бурильних труб, фторопласти доцільно застосовувати в суміші з іншими речовинами, які не погіршують фізико-механічних властивостей полімеру.

Для проведення досліджень було обрано математичну модель для моделювання фізичних процесів у тілах з композиційних матеріалів на основі теорії Прагера для розв'язування задач теорії потенціалу, ускладнених наявністю в однорідних тілах системи неоднорідних включень, якими в ПКМ є наповнювачі, наприклад, порошок міді, графіту та ін.

Отже, характеристиками середовища $\Lambda(z)$ стосовно певного фізичного процесу, модельованого потенціалом безвихрового векторного поля, є неперервні функції декартових координат $z = (x, y)$, сталі скрізь у плоскій однозв'язній області Ω з простим замкнутим

краєм $\Gamma = \Gamma_1 \cup \Gamma_2$, за винятком скінченної сукупності локальних неоднорідних включень $\Omega_k \subset \Omega$

$$\left(\Omega_k \cap_{k \neq l} \Omega_l = \emptyset, \partial\Omega_k \cap \Gamma = \emptyset, k, l = \overline{1, K} \right).$$

Змішана крайова задача для основного рівняння стаціонарного поля в локально неоднорідному середовищі записується:

$$\begin{aligned} \operatorname{div}(\Lambda(z)\operatorname{grad}\theta(z)) &= 0, \quad z \in \Omega, \\ \theta(z) &= p(z), \quad z \in \Gamma_1, \quad \Lambda(z)\frac{\partial\theta(z)}{\partial\vec{n}} = -q(z), \quad z \in \Gamma_2, \end{aligned}$$

$$\text{де} \quad \Lambda(z) = 1 + \sum_{k=1}^K a_k \lambda_k(z) \chi_k(z) \quad (z \in \Omega), \quad (1)$$

$\lambda_k(z)$ – якісна характеристика середовища в $\Omega_k (k = \overline{1, K})$, для якої $\lambda_k(z) \geq 0$, $\max \lambda_k(z) = 1$,

$$\lambda_k(z)|_{z \in \partial\Omega_k} = 0;$$

$\chi_k(z)$ – характеристична функція області Ω_k ;

$$a_k = \operatorname{const}_k > -1.$$

З врахуванням (1), крайова задача мала вигляд:

$$\nabla^2 \theta = - \sum_{k=1}^K a_k B_k[\theta] \chi_k \quad \text{в } \Omega, \quad \theta = p \quad \text{на } \Gamma_1; \quad \frac{\partial\theta}{\partial\vec{n}} = -q \quad \text{на } \Gamma_2,$$

$$\text{де} \quad B[\bullet] = \frac{\nabla\lambda_k \nabla[\bullet]}{1 + a_k \lambda_k};$$

∇ – оператор Гамільтона.

За умови, що апроксимація $\hat{\theta}$ функції розв'язку θ нашої задачі в області кожної з локальних неоднорідностей Ω_k є відомою, розв'язок \mathcal{G} отриманої крайової задачі трактувався як:

$$\begin{aligned} \nabla^2 \mathcal{G} &= - \sum_{k=1}^K a_k B_k[\hat{\theta}] \chi_k \quad \text{в } \Omega; \\ \mathcal{G} &= p \quad \text{на } \Gamma_1; \quad \frac{\partial\mathcal{G}}{\partial\vec{n}} = -q \quad \text{на } \Gamma_2 \end{aligned}$$

як аналог розв'язку вихідної задачі.

$$\text{Тоді:} \quad \mathcal{G}(z) = u(z) + \sum_{k=1}^K P_k[z, \hat{\theta}],$$

$$\text{де} \quad P_k[z, \bullet] = \frac{a_k}{2\pi} \int_{\Omega_k} \ln \frac{1}{|z - \zeta|} B_k[\bullet] d\Omega_k(\zeta);$$

$u(z)$ – розв'язок задачі для рівняння Лапласа з видозміненими крайовими умовами:

$$\nabla^2 u = 0 \quad \text{в } \Omega;$$

$$u = p - \sum_k P_k[z, \hat{\theta}] \quad \text{на } \Gamma_1, \quad \frac{\partial u}{\partial \bar{n}} = -q - \sum_k Q_k[z, \hat{\theta}] \quad \text{на } \Gamma_2$$

де $Q_k[z, \bullet] = \frac{\partial}{\partial \bar{n}} P_k[z, \bullet]$.

Шуканий розв'язок задачі інтегрується як $u = \operatorname{Re} w$, де $w = w(z) = u(z) + i v(z)$ – аналітична в $\Omega \cup \Gamma$ функція комплексної змінної $z = x + iy$, причому потенціал u та функція потоку v є гармонійними в $\Omega \cup \Gamma$.

Беручи до уваги, що $\frac{\partial u}{\partial \bar{n}} = \frac{\partial v}{\partial \bar{s}}$, де \bar{s} – одиничний додатно орієнтований (проти стрілки годинника) вектор, дотичний до Γ , необхідно розв'язати таку крайову задачу:

$$\nabla^2 u(z) = 0 \quad \text{в } \Omega, \quad u(z) = p(z) - \sum_k P_k[z, \hat{\theta}] \quad \text{на } \Gamma_1;$$

$$\frac{\partial v(z)}{\partial \bar{s}(z)} = -q(z) - \sum_k Q_k[z, \hat{\theta}] \quad \text{на } \Gamma_2.$$

Для довільної точки z заданої однозв'язної області Ω з простим замкнутим додатно орієнтованим краєм Γ справедлива інтегральна формула Коші:

$$w(z) = \frac{1}{2\pi i} \cdot \int_{\Gamma} \frac{w(\zeta)}{\zeta - z} d\zeta,$$

на основі якої є справедливою дискретизація Γ послідовністю N граничних елементів Γ_n (для яких $\bigcup_{n=1}^l \Gamma_n$ апроксимує Γ_1 , а $\bigcup_{n=l+1}^N \Gamma_n$ – Γ_2) при моделюванні кожного з елементів за допомогою вектора $\vec{\varphi}$ базових інтерполюючих функцій, пов'язаних з локальною нормалізованою координатою η . Уздовж кожного з елементів апроксимується w інтерполяційним поліномом

$$w(\eta) = \vec{\varphi}^T(\eta) \cdot \vec{w}_n,$$

де \vec{w}_n – вектор невідомих вузлових значень w .

Кожна з областей Ω_k дискретизується системою ермітових чотирикутних елементів $\Omega_{km} (m = \overline{1, M_k})$, і $\hat{\theta}$ представляється пробною функцією:

$$\hat{\theta}(\xi_1, \xi_2) = \vec{\psi}^T(\xi_1, \xi_2) \cdot \vec{\theta}_{km} \quad (2)$$

де $\vec{\theta}_{km}$ – вектор невідомих вузлових значень функції $\hat{\theta}$, значень її перших та змішаних похідних на елементі Ω_{km} ,

$\vec{\psi}$ – вектор базових функцій у локальній системі координат $\xi = (\xi_1, \xi_2)$.

З урахуванням цього дискретний аналог набуває вигляду:

$$\hat{w}(z) = \frac{1}{2\pi i} \sum_{n=1}^N \frac{\vec{\varphi}^T \zeta'(\eta)}{\zeta(\eta)} d\eta \cdot \vec{w}_n.$$

Враховуючи (2), P_k (як і Q_k) записуємо:

$$P_k[z, \hat{\theta}] = P_k^T[z, \vec{\psi}(\xi_1, \xi_2)] \vec{\theta}_{km},$$

$$\text{де } P_k = \frac{a_k}{2\pi} \iint_{\Omega_{km}(\xi)} \ln \frac{1}{|z - \zeta(\xi)|} B_k [\bar{v}] \left| \frac{\partial \zeta_1^m}{\partial \xi_1} \frac{\partial \zeta_2^m}{\partial \xi_2} - \frac{\partial \zeta_2^m}{\partial \xi_1} \frac{\partial \zeta_1^m}{\partial \xi_2} \right| d\xi_1 d\xi_2.$$

Система рівнянь для визначення вузлових значень будується за методом зважених нев'язок, що вводяться як для крайових умов, так і для областей локальних включень у матричній формі за умови використання непрямого формулювання методу граничних елементів, і буде мати вигляд:

$$\begin{pmatrix} V_u^1 & V_u^2 & V_v^1 & V_v^2 & G_1 & \dots & G_K \\ U_u^1 & U_u^2 & U_v^1 & U_v^2 & T_1 & \dots & T_K \\ \tilde{U}_{u1}^1 & \tilde{U}_{u1}^2 & \tilde{U}_{v1}^1 & \tilde{U}_{v1}^2 & \tilde{T}_{11} & \dots & \tilde{T}_{1K} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \tilde{U}_{uK}^1 & \tilde{U}_{uK}^2 & \tilde{U}_{vK}^1 & \tilde{U}_{vK}^2 & \tilde{T}_{K1} & \dots & \tilde{T}_{KK} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{p} \\ \hat{u} \\ \hat{q} \\ \hat{\theta}_1 \\ \vdots \\ \hat{\theta}_K \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \hat{v} \\ \hat{u} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix},$$

де \hat{u} , $\hat{\theta}_1, \dots, \hat{\theta}_K, \hat{v}$ – вектори невідомих вузлових значень і, відповідно, потенціалу на дискретному аналізі Γ_2 , дискретних аналогах областей $\Omega_1, \dots, \Omega_K$, а також невідомі вузлові значення функцій потоку на дискретному аналізі Γ_1 краю області Ω .

Результатом проведеного розрахунку із застосуванням даної математичної моделі є отримання спектру значень міцнісних та адгезійних характеристик, за яким проводиться вибір ПКМ, що задовольняв би вимогам.

На основі аналітичних та експериментальних досліджень було встановлено, що нанесення полімерно-композиційних матеріалів на основі фторопласту Ф4 на поверхню елементів компоновки бурильної колони надає можливість запобігти процесам прихоплення бурильної колони під час буріння та суттєво зменшити сили тертя між стінками стовбура свердловини та елементами бурильної колони. Характеристична величина зменшення цих негативних явищ складає 90%. Даний спосіб захищено патентом України [5].

M. E. Chernova¹, V. S. Shkolna²

¹Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

²Ivan Pulyuy Ternopil National Technical University, Technical College

TO THE TECHNOLOGY OF WEAR-RESISTANT COATING FOR BOTTOM PART OF DRILLING COLUMN

Fatigue-corrosion destruction of drill string elements in a well that occurs during the drilling of deep wells is one of the problems of the oil and gas industry. At the same time, the reduction of friction forces between the elements of the layout of the bottom of the drill string and the walls of the wellbore, using both downhole screw motors and rotary drilling, is an extremely urgent issue. The presence of significant friction forces prevents the effective axial load from reaching the bottom of the well, which causes a decrease in the mechanical drilling speed, an increase in the duration of drilling, and, consequently, leads to an increase in the cost of drilling oil and gas wells.

The article discusses the possibility of reducing the aforementioned friction forces and corrosion-fatigue fracture of the elements of the layout of the bottom of the drill string due to the technology of applying to them polymer coating, as well as to its most dangerous areas.

The analysis of scientific works has shown that the limits of usage of the polymer coating are expanding extensively. This is due to the advantages of metal structures protected by a polymer coating: low adhesion to different materials, low friction, high resistance to chemical aggression, etc.

During the construction of inclined and horizontal sections of the wellbore, the drill string, under the action of gravity, is pressed against the bottom wall of the well, which makes its rotation difficult, which significantly complicates the removal of sludge, increasing the resistance to the forward rotational direction, which, in turn, prevents optimal axial loading of the chisel. In the end, the performance of the chisels decreases and the quality of the well trajectory control decreases.

The main areas of research were the creation of polymer coating technology for oil assortment pipes, namely the selection of materials and components for obtaining such a coating, and also the development of the technology for applying this coating.

Such a technical and technological complex is able to provide an increase in the speed of construction of oil and gas wells, and, accordingly, reduce its cost to 35%.

The results of industrial studies that can be carried out by drilling companies in Ukraine will be very important, since this technology takes into account the geological conditions of the deposits of the Dnieper-Donets Depression and the Black Sea shelf.

Key words: *drill string, polymer coating, friction, technology, wear resistance.*

М.Е. Чернова¹, В.С. Школьна²

¹*Івано-Франковський національний технічний університет нафти і газу*

²*Тернопільський національний технічний університет ім. Івана Пулюя, Технічний коледж*

К ТЕХНОЛОГИИ ИЗНОСОСТОЙКОГО ПОКРЫТИЯ ДЛЯ ЭЛЕМЕНТОВ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Усталостно-коррозионное разрушение элементов бурильной колонны в скважине, возникающее в процессе бурения глубоких скважин, является одной из проблем нефтегазовой промышленности. Чрезвычайно актуальным вопросом также является уменьшение сил трения между элементами компоновки низа бурильной колонны и стенками ствола скважины как с применением винтовых забойных двигателей, так и в условиях роторного бурения. Наличие значительных сил трения препятствует доведению эффективной осевой нагрузки в забой скважины, что вызывает уменьшение механической скорости бурения, увеличение продолжительности бурения, и, следовательно, ведет к повышению себестоимости бурения нефтегазовых скважин.

В статье рассматривается возможность уменьшения вышеупомянутых сил трения и коррозионно-усталостного разрушения за счет технологии полимерного покрытия как элементов компоновки низа бурильной колонны, так и ее наиболее прихватоопасных участков.

Основные направления исследований состояли в создании технологии полимерного покрытия для труб нефтяного сортамента, а именно в подборе материалов и составляющих для получения такого покрытия, а также разработке технологии нанесения этого покрытия.

Такой технико-технологический комплекс способен обеспечить повышение скорости строительства нефтегазовых скважин и, соответственно, снизить ее себестоимость до 35%.

Очень важными будут результаты промышленных исследований, которые могут быть проведены буровыми компаниями Украины, поскольку данная технология учитывает геологические условия месторождений Днепровско-Донецкой впадины и шельфа Черного моря.

Ключевые слова: *бурильная колонна, полимерное покрытие, трение, технология, износостойкость.*

Литература

1. Шимов К.Н., Коновалюк И.А., Ефимов Н.И. Проблемы трения и прихватов в современном строительстве нефтегазовых скважин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 37–40.

2. Хузина Л.Б., Любимова С.В. Технично-технологическое решение для снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Нефтегазовое дело. – 2012, – № 2. – С. 194–203.
3. Зезин Ю.П., Мамонов С.В., Мартиросов М.И. Экспериментальное исследование изменения механических свойств стальных образцов при нанесении композитных покрытий // Нелинейный мир. – 2016. – Т. 9, № 7. – С. 436–438.
4. Арцимович Г.Б. Влияние забойных условий и режима бурения на эффективность проходки глубоких скважин. – К.: Наука, 2014. – 128 с.
5. Пат №124700 України МПК E21B 17/00 F16L 58/04 Полімерне покриття елементів бурильної колони / Чернова М.Є., заявл. 31.08.2017, опубл. 25.04.2018 Бюл. № 8.

Надійшла 05.05.20

References

1. Shimov, K. N., Konovalijuk, I.A., & Jefimov, N. I. (2007) Problemy treniia i prikhvatov v sovremennom stroitelstve neftehozovykh skvazhinakh [Problems of friction and sticking in modern construction of oil and gas wells]. *Neftianoe hoziajstvo – Oil industry*, Vol. 3, 37–40 [in Russian].
2. Huzina, L.B. (2012) Tekhniko-tekhnologicheskoje reshenije dlja snizhenija koefitsijenta trenija burilnoj kolony o stenki skvazhiny pri burenii skvazhin s gorizontalnym uchastkom [Technical and technological solution for reducing the coefficient of friction of the drill string against the wall of the well when drilling wells with a horizontal section]. *Neftianoe delo – Oil and gas business*, Vol. 2, 194–203 [in Russian].
3. Zezin, Ju.P., Mamonov, S.V., & Martirosov, M. I. (2016) Eksperymentaljnoje issledovanije izmenenija mekhanicheskikh svojstv stalnikh obraztsov pri naneseniji kompozitnykh pokrytij [An experimental study of changes in the mechanical properties of steel samples during the application of composite coatings]. *Nelineinyi mir – Non-linear world*, Vol. 9, 7, 436–438 [in Russian].
4. Artsimovich, GJ.B. (2014) Vlijanije zaboynykh uslovii i rezhima bureniia na efektivnost prokhodki hlubokikh skvazhin [The influence of downhole conditions and drilling regime on the efficiency of deep hole drilling]. Kiev: Nauka [in Russian].
5. Chernova, M. Je. (2018). Patent of Ukraine 124700 [in Ukrainian].