

Література

1. Хімічні реагенти та матеріали для бурових промивальних рідин. СОУ11.2-00135390-129:2011. К.: ПАТ «Укрнафта», 2012. – 77 с.
2. В. Н. Кошелев, Е. Н. Корнеева. Некоторые особенности применения полимеров для обработки буровых растворов на водной основе при вскрытии продуктивных горизонтов. Краснодар, 2006. – Вып. 15. – С. 61 – 69.
3. Разработка и промышленное испытание нового типа полимер – калиевого бурового раствора / В. Г. Витрык, Е. Р. Мрозек, А. И. Пятунин и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1977. – № 8. – С. 19–21.

Поступила 05.07.17

УДК 622.24.06.32

М. Є. Чернова, канд.техн.наук, **Я. В. Кунцяк**, д-р технічних наук

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

МОЖЛИВОСТІ ЗМЕНШЕННЯ СИЛ ТЕРТЯ ТА ПРИХОПЛЕНЬ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ НА ПОХИЛО-СКЕРОВАНІЙ ТА ГОРИЗОНТАЛЬНІЙ ДІЛЯНКАХ СТОВБУРА ГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН

В роботі розглянуто проблему зменшення сил тертя та ймовірності прихоплень бурильної колони у глибоких свердловинах, а саме – її горизонтальних ділянок. Проводиться порівняльна характеристика способів вирішення цієї проблеми іншими науковцями, та вибір найбільш оптимального. Наводиться застосування математичних моделей для неklasичних випадків фізичних законів, що описують максимально наближені умови роботи низу бурильної колони. Отримано характеристичні залежності, що демонструють зміну сил опору рухові бурильної колони в стовбурі свердловини від величини зенітного кута. Вирішення проблеми базується на застосуванні технічних пристроїв, що дають можливість ефективного доведення необхідного осьового навантаження у вибій свердловини.

Ключові слова: свердловина, бурильна колона, генератор, тертя.

Нині на теренах України продуктивні пласти нафти і газу характеризуються великими глибинами залягання, що сягає інтервалу 4–6 тисяч метрів, а також складними похило-скерованими та горизонтальними профілями. Будівництво таких глибоких свердловин вимагає не абияких науково-експериментальних обґрунтувань та найсучасніших технологій.

Важливими завданнями при бурінні похило-скерованих та горизонтальних ділянок нафтогазових свердловин є запобігання небезпеки прихоплень, зменшення сил тертя між бурильною колоною та стінками стовбура свердловини та забезпечення доведення необхідного осьового навантаження у вибій свердловини.

Крім того відомо, що енергетичні втрати при бурінні таких свердловин можуть сягати 50–90%. Це відбувається з різних причин, основою яких є дисипація енергії. Енергію поглинає і промивальна рідина і порода, що буриться, а величина поглинання залежить від технологічних характеристик процесу буріння, реологічних властивостей промивальної рідини, літології свердловини та ін.

Проведені математичні розрахунки з використанням математичної моделі, що враховує структурні реологічні моделі, для яких за відомими модулями пружності, коефіцієнтами в'язкості літології, заданими інтервалами рівня напружень (початкових і граничних),

паспортами міцності, дали можливість наочно отримати картину поглинання енергії пружних коливань у породі, що буриться.

Базуючись на класичній теорії пружності, з врахуванням нелінійного закону Гука, що пов'язує коливання з розповсюдженням хвиль у пористих середовищах, нами було досліджено лінійні та нелінійні акустичні властивості пористих середовищ, якими є гірська порода. Реальний закон деформування з використанням трикомпонентної схеми, що має вигляд:

$$\frac{E_1 \cdot E_2}{E_1 + E_2} \cdot \varepsilon + E_1 \frac{\eta}{E_1 + E_2} \cdot \frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{\eta}{E_1 + E_2} \cdot \frac{d\sigma}{dt} + \sigma, \quad (1)$$

де E_1, E_2 – модулі пружності породи сусідніх шарів; σ – напруження в породі; $\frac{d\varepsilon}{dt}$ – швидкість деформації; η – коефіцієнт в'язкості.

Знаючи модуль пружності та коефіцієнт в'язкості нашарувань породи у стовбурі свердловини, отримані на основі дослідження зразків керна, та застосовуючи нелінійний закон Гука що має вигляд:

$$\sigma = \bar{C}_{11} \frac{\partial u}{\partial x} - V_{c_2} \bar{C}_{11}^2 \left(\frac{\partial u}{\partial x} \right)^2, \quad (2)$$

де $\bar{C}_{11} = \frac{(\lambda + 2\mu)}{[1 + V_{c_1}(\lambda + 2\mu)]}$ – ефективний модуль стиску пористого середовища (яким є порода);

$V_{c_2} \bar{C}_{11}^2$ – параметр нелінійності середовища,

та рівняння динаміки хвиль в розглядуваному середовищі, що приймалося у вигляді

$$\bar{\rho} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \bar{C}_{11} \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} \left[1 - 2V_{c_2} \bar{C}_{11}^2 \frac{\partial u}{\partial x} \right], \quad (3)$$

де $\bar{\rho}$ – виражає густину пористого середовища,

це дало змогу визначити хвильове число k_l лінійної поздовжньої хвилі в пористому середовищі, що записується у вигляді

$$k_l = \omega \sqrt{\frac{\bar{\rho}}{\bar{C}_{11}}} = \frac{\omega}{c_{le}} + i\alpha_e, \quad (4)$$

де c_{le}, α_e – ефективна швидкість хвиль та коефіцієнт послаблення (амплітудний коефіцієнт згасання) у пористому середовищі відповідно.

Проведений аналіз акустичних властивостей цих середовищ за різних навантажень дає можливість отримати картину втрат енергії коливань, зокрема, підвищення ефективної швидкості хвилі свідчить про збільшення втрат енергії і навпаки.

Результати, представлені в роботі [1] свідчать, що з підвищенням тиску промивальної рідини в межах від 200 до 400 атм ($2 \cdot 10^5 - 3 \cdot 10^5$ Па) коефіцієнт згасання різко зростає в сторону вищих частот (2000–3300 Гц). Тому втрати тиску бурового розчину можуть сягати до 25–30%.

Виходячи з вищенаведеного стає зрозумілим, що застосовування генерованих частот тісно пов'язане з тиском промивальної рідини, за умови незмінності зовнішніх умов та складу бурового розчину.

Разом з тим проведено дослідження залежності сил тертя, що виникають між тілом бурильної колони та стінками стовбура свердловини, від величини зенітного кута (кут між вертикаллю та віссю стовбура свердловини θ) [2]. Розрахунок проводився на основі схеми, представленої на рис. 1.

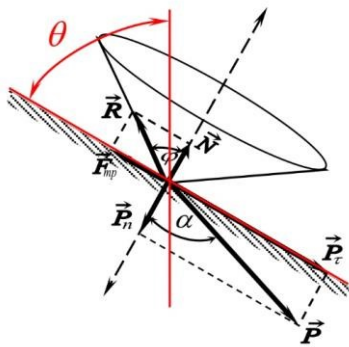


Рис. 1. Схема розрахунку залежності коефіцієнта тертя від зенітного кута

змінними:

Тіло бурильної колони «лежить» на поверхні стінки стовбура свердловини діючи на неї під впливом власної ваги з силою \vec{P} , що має нормальну і тангенціальну складові. Кут α – це кут між напрямком сили ваги та її нормальною складовою, а кут φ – це кут між напрямком реакції опори та вектором нормалі, що характеризує конус тертя. Якщо $\alpha \leq \varphi$ то виникає тертя спокою, якщо ж $\alpha > \varphi$ то виникає тертя руху. Закон Ньютона для сил тертя в даному випадку має вигляд

$$P_t = P \sin \alpha \leq \mu N = \mu P \cos \alpha, \quad (5)$$

де μ – динамічний коефіцієнт тертя.

Для опису такої системи вдалим є застосування рівнянь Гамільтона з таким гамільтоніаном і канонічними

$$H = \frac{1}{4\pi} \sum_{i < j} \Gamma_i \Gamma_j \ln \ell_{ij};$$

$$P = \sqrt{|\Gamma_i|} \cos \theta_i, \quad Q = \sqrt{|\Gamma_i|} \varphi_i;$$

$$\dot{P}_i = \frac{\partial H}{\partial Q_i}; \quad \dot{Q}_i = -\frac{\partial H}{\partial P_i}.$$

Окрім гамільтоніана H ця система допускає ще три інтеграли руху

$$M_1 = \sum_{i=1}^N \Gamma_i \sin \theta_i \cos \varphi_i = \text{const};$$

$$M_2 = \sum_{i=1}^N \Gamma_i \sin \theta_i \sin \varphi_i = \text{const};$$

$$M_3 = \sum_{i=1}^N \Gamma_i \cos \theta_i = \text{const},$$

що утворюють вектор, який називають моментом збурень, де Γ_i – інтенсивність збурень.

Математичні розрахунки з вибором певних математичних моделей дають можливість розрахувати залежність зміни сили тиску бурильної колони на стінки стовбура свердловини від величини зенітного кута. Зміна зенітного кута θ спричинює як зміну кута φ як і зміну кута α , що в свою чергу викликає зміну сили тиску бурильної колони на одиницю площі стінки стовбура свердловини, зміну сили реакції опори, а відповідно і зміну сил опору рухові.

Як показали наочні графічні залежності, отримані з допомогою програм *MathCAD* та *Mathlab*, ці зміни не є функціональними, оскільки залежать від багатьох чинників (літологічних характеристик породи, реологічних характеристик бурового розчину, компоновки бурильної колони, озброєння породоруйнівного інструменту, техніко-технологічного процесу, що забезпечує передачу осьового навантаження у вибій і таке ін.). Тому основним завданням є отримання характеристичних залежностей, що демонструють зміну сил опору рухові бурильної колони в стовбурі свердловини від величини зенітного кута. Так для однакових вихідних умов, зокрема, літології, промивальної рідини, характеристик техніко-технологічного процесу, з глибиною ця характеристична залежність представлена на рис. 2.

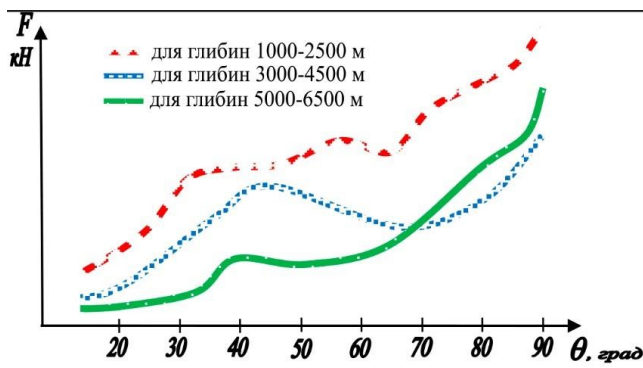


Рис. 2. Характеристична залежність зміни сил опору рухові бурильної колони в стовбурі свердловини від зенітного кута

свердловини та тілом бурильної колони. Проведені дослідження можна лише певним чином класифікувати та на основі цього подати рекомендації, щодо застосування тих чи інших методів та засобів.

Проведена класифікація методів зменшення сил тертя бурильної колони об стінки свердловини (див. табл. 1) [3], свідчить, що найкращий результат забезпечують механічні засоби.

Загально відомо, що величина максимального значення тертя спокою є завжди більшою за величину тертя руху, тому явище прихоплення бурильних труб в свердловині вимагає значних зусиль, яких часто неможливо забезпечити для зрушення колони.

Робота над вирішенням цієї проблеми ведеться постійно як вітчизняними так і зарубіжними науковцями. Однозначного вирішення цього завдання не існує, оскільки є багато факторів та чинників, які впливають на величину сил тертя між стінками стовбура

Таблиця 1. Класифікація методів зменшення сил

Методи зменшення сил тертя																													
хімічні													механічні																
вітчизняні											зарубіжні		вітчизняні			зарубіжні													
графіт	Нафта	ПАР	СМАД-1	Г-66, Г-80	Спринт	ІНХП-21, НІНП 360	СЖК (ОСЖК)	РЖС	Емультал	ЛІТМ, СГ	РАМБС СДЕБ	К-Lube	К-Lube-197	Dreel Free	EME Sweet	EME Salt	EBL	Центратори	Калібратори	Стабілізатори	Вібродемпфери	Яси (типу ГМ, ГУ та ін)	Осцилятори	Осцилятор марки GT-066	Яси типу ZSVZXJ				
Види мастильних додатків від об'єму бурового розчину %													У складі компоновки низу бурильної колони при бурінні вертикальних ділянок, ПС і ГС																
0,02	10	0,01–	1–4	0,3–	2–3	0,5	0,5	0,3–1	0,3–1	0,5	0,5–1	0,5	0,5–1	0,5	0,5	0,5	0,5–1	Зменшення площі опору зі стінками свердловини			Зменшення коефіцієнта тертя бурильної колони об стінки свердловини			Ліквідація			Зменшення сил тертя і опору переміщення		
25	20–30	15	50–60	30–50	50–60	25–50	50	30–50	25	80	30–50	30–50	30–50	40	30–40	30–40	30–40	Зменшення сил тертя і опору переміщення			Зменшення сил тертя і опору переміщення			Зменшення сил тертя і опору переміщення					

Хоча деякі хімічні методи також дають суттєве зменшення сил тертя бурильної колони об стінки свердловини, все ж не всі є придатними для ПС (похило-скерованих) і ГС (горизонтальних свердловин), оскільки одні є надто дорогими для промислового застосування, інші ж є екологічно небезпечними. Тому на сучасному етапі найбільш вигідними з усіх методів та засобів є механічні.

Такі механічні засоби розроблялися різних типів. Це наддолотні механізми, поверхневі центратори, осцилятори-турбулізатори, ковзаючі центратори, свердловинні осцилятори. Основним висновком, який випливав з досліджень розроблених механізмів полягав у тому, що запобіганню ускладнень та прихоплень під час буріння похило-скерованих та горизонтальних ділянок свердловини є розроблення технічних засобів, здатних осцилювати поздовжні коливання в діапазоні низьких ($\sim n \cdot 10^1$ Гц) та середніх ($\sim n \cdot 10^2$ Гц) частот [1; 2; 4].

Зауважимо, що відомі поверхневі (зовнішні) ковзаючі центратори не є надійними, оскільки мають можливість спричинювати заклинювання та прихоплення через наявність пустот та порожнинних ділянок, оскільки порода, що виноситься промивною рідиною, так чи інакше потрапить до них. Інша річ осцилятори, що кріпляться всередині бурильних труб і функціонують за рахунок роботи потоку рідини.

Відомі конструкції таких пристроїв [5–7] характеризуються наявністю клапанних вузлів, що включають в себе втулки, кришки, осі на яких ті кріпляться і відповідно є рухомими. Такі системи є ненадійними, оскільки промивні рідини за своєю структурою не є ідеальними рідинами, вони містять нерозчинні добавки, що призведе до блокування рухомої системи у такому потоці.

Раніше розроблено серію генераторів [8–10] гідроакустичних коливань, що створюють поздовжні коливання в частотному діапазоні 50–180 Гц (в залежності від конструкції і параметрів застосовуваного пристрою). Конструкції камерного типу, зокрема 2-х, 3-х пелюсткові та тороїдальні. Розміщення цих генераторів пропонується не лише у наддолотній частині бурильної колони, а й на певних віддальх по тілу труби, оскільки саме тіло бурильної колони є предметом прихоплень, аварій, об'єктом виникнення сил тертя зі стінками стовбура свердловини, що в кінцевому результаті і зменшує ефективність роботи бурильного устаткування в цілому.

Для додаткового розміщення пристроїв генерації коливань заданої частоти слід враховувати не тільки літологічні властивості породи, що буриться, а й особливості бурильної колони, реологічні властивості промивальної рідини і таке ін.

Віддаль від встановленого генератора між породоруйнівним інструментом та ГВД до розташування наступного генератора гідроакустичних коливань між елементами КНБК в похило скерованій та горизонтальній ділянках бурильної колони обчислюється з розв'язків рівняння

$$EI(x) \frac{d^4 \Omega}{dx^4} + \frac{d}{dx} \left[(G - xgm(x) \sin \beta) \frac{d\Omega}{dx} \right] - \omega^2 (\rho_m - \rho_p) S(x) \Omega = gm(x) \cos \beta, \quad (6)$$

де E – модуль Юнга матеріалу, з якого виготовлені БТ, Н/м²; $I(x)$ – осьовий момент інерції перерізу обважнених бурильних труб зі змінною величиною моменту інерції, м⁴; x – координата, що відраховується від нижньої точки на компоновці низу бурильної колони, м; Ω – прогин бурової колони в перерізі з координатою x , м; G – осьове навантаження на долоті, Н; $m(x)$ – маса одиниці довжини бурильної колони в промивальній рідині, кг/м; g – прискорення вільного падіння, м/с²; $\beta = 90 - \theta$ – азимутальний кут свердловини, град; ω – частота поздовжніх коливань генерована пристроєм с⁻¹; ρ_m – густина матеріалу, з якого виготовлені БТ, кг/м³; ρ_p – густина промивальної рідини, кг/м³; $S(x)$ – площа поперечного перерізу БТ, м², з граничними умовами:

$$1) \Omega = \begin{cases} 0 \\ \Omega_0, \quad \frac{d^2\Omega}{dx^2} = 0, \text{ для } x = 0 \end{cases}$$

де Ω_0 – амплітуда прогину колони на вибої свердловини, м;

$$2) \Omega = -\Delta(x), \quad \frac{d\Omega}{dx} = 0, \quad \frac{d^3\Omega}{dx^3} = 0, \text{ в першій точці дотику колони до стінки свердловини від вибою, де } \Delta(x) = 0,5(d_c - d_k), \text{ } d_c \text{ – діаметр свердловини, м; } d_k \text{ – діаметр колони, м;}$$

$$3) \Omega|_{x=x_i} = \delta_i, \quad \left. \frac{d^2\Omega}{dx^2} \right|_{x=x_i} = 0 \text{ в місцях } x_i \text{ розміщення генераторів, за } \delta_i = 0,5(d_c - d_r), \text{ де } i = 1, 2, 3, \dots, m, \text{ } m \text{ – кількість генераторів; } d_r \text{ – діаметр генератора, м.}$$

Проведені розрахунки за складними математичними моделями [11; 12,] дали можливість провести аналіз, результатом якого є порівняльна характеристика буріння без застосування генератора гідроакустичних імпульсів та з використанням останнього, що наведено в (табл. 2.)

Таблиця 2. Порівняльна характеристика буріння без застосування генератора гідроакустичних імпульсів та з використанням останнього

Показники	Літологія	Кут нахилу свердловини (зенітний кут), град	Інтервал застосування м	Механічна швидкість буріння м/год
Характеристики	Із застосуванням генератора			
	глини, пісковики	5–10	1500–2000	32
	аргіліти, алевроліти, вапняки	10–90	2000–4000	8
	доломіти, пісковики, алевроліти	10–45	4000–5500	2,2
	Загалом середнє значення			14,1
	Без застосування генератора			
	глини, пісковики	5–10	1500–2000	23,3
	аргіліти, алевроліти, вапняки	10–90	2000–4000	5,5
	доломіти, пісковики, алевроліти	10–45	4000–5500	0,86
Загалом середнє значення			9,9	

Використання розроблених нами конструкцій генераторів гідроакустичних імпульсів в КНБК підсилює динамічне навантаження на долото. Так розрахунки, з використанням зазначеної КНБК, проводились із врахуванням характеристик долота 215,9 МХ ЗС, генератора гідроакустичних імпульсів, гвинтового двигуна ДР-176, телесистеми типу МВД-172М1-ГК, бурильних труб з легованої сталі. Осьове навантаження приймалось в 30–90 кН, продуктивність бурових насосів враховувалася в межах 25–30 л/с, тиск – 5,0–7,5 МПа. Розрахунки враховували характеристики літології України на глибинах 1500–5500 м, яка представляє собою глинисті породи, вапняки, пісковики, алевроліти, щільні, тріщинуваті та кавернозні породи. Результати розрахунків та лабораторних досліджень стосувалися таких параметрів: механічна швидкість, проходка на долото, осьове навантаження на долото, тиск та розхід промивальної рідини.

Проведене промислове дослідження підтвердило ефективність таких конструкцій. Було проведено експериментальне дослідження в листопаді 2013 р долотом Ø 215,9HE44D3MRS в

свердловині 10 Ковильненська (АР Крим) на інтервалі 2800–3900 м. ГІВ-6 показував стабільне навантаження на долото 12 т, але по станції контролю коливання спостерігалися до 16 т, коливання тиску сягало до 95 атм, при подачі 80 атм, механічна швидкість становила 3,1–3,3 м/год.

Проведені дослідження довели, що розміщення розроблених конструкцій в КНБК та на певних ділянках бурильної колони суттєво підвищують механічну швидкість буріння (~29%) та проходку на долото (~38%). Такий результат пояснюється ефективним доведенням осевого навантаження у вибої свердловини, зменшенням сил тертя бурильної колони об стінки свердловини, а також зниженням ймовірності небезпеки прихоплень бурильної колони в похило-скерованій та горизонтальній частинах. Але все це ще потребує додаткових промислових експериментальних досліджень, ми можемо лише на даному етапі рекомендувати до застосування результати проведених аналітично-дослідних випробувань.

Зазначимо, що вплив коливань, які поширюються в промивальній рідині, зокрема в затрубному просторі (незалежно які – поздовжні чи поперечні), змінюють її реологічні властивості [13], що у свою чергу покращує винесення вибуреної породи на денну поверхню, забезпечуючи тим самим краще очищення вибою свердловини.

Отже, отримані результати доводять, що досить перспективними є проведення промислових досліджень на родовищах України, результати яких будуть мати своє застосування у загальній теорії підвищення ефективності роботи бурильної колони під час буріння глибоких похило-скерованих і горизонтальних свердловин.

Висновки

1. Для запобігання явищ прихоплень бурильної колони під час буріння нафтогазових свердловин у похило-скерованій та горизонтальній ділянках та за для зменшення тертя важливими та надійними є механічні засоби;
2. Додаткове розміщення генераторів коливань визначається особливостями літології, технологічного процесу та характеристиками бурильної колони загалом;
3. Проведені розрахунки та аналітичні дослідження твердять, що проходка на долото в середньому на свердловину зростає на ~38–45% а механічна швидкість – на ~25–33%;
4. Такі показники сприятимуть підвищенню ефективності буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин на родовищах України;
5. Необхідними є ряд промислових досліджень під час буріння глибоких нафтогазових свердловинах для підтвердження ефективності застосування проведених експериментальних математично-аналітичних досліджень.

В работе рассмотрена проблема уменьшения сил трения и вероятности прихваченной бурильной колонны в глубоких скважинах, а именно - ее горизонтальных участков. Проводится сравнительная характеристика способов решения этой проблемы другими учеными, и выбор наиболее оптимального. Приводится применения математических моделей для неклассических случаев физических законов, описывающих максимально приближены условия работы низа бурильной колонны. Получены характерные зависимости, демонстрирующие изменение сил сопротивления движению бурильной колонны в стволе скважины от величины зенитного угла. Решение проблемы базируется на применении технических устройств, дают возможность эффективного доведения необходимой осевой нагрузки в забой скважины.

Ключевые слова: скважина, бурильная колонна, генератор, трения.

POSSIBILITIES OF FRICTION FORCE AND SIDEWALL STICKING REDUCTION ON DIRECTIONAL AND HORIZONTAL PARTS OF DEEP WELL HOLE

In this work, we consider the problem of reduction of both friction force and probability of sidewall sticking in deep wells, in particular – its horizontal parts. We have made the comparative review of solution

of this problem by the other scientists and selected the most optimal. We offer application of mathematical models for non-classical cases of physical laws that describe the maximally approximate conditions of bottom-hole work. There were received characteristic dependencies that demonstrate change of drill string movement resistance force in well hole depending on zenith angle. Solution of the problem is based on use of technical devices that enable effective development of the required axial load to the well bottom.

Key words: well, drill string, generator, friction.

Література

1. Чернова М. Є., Бігун М. Б. Вплив низькочастотних коливань на динаміку бурильної колони. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: зб. наук. пр. – К., 2013. – Вип. 16. – С. 197–201.
2. Чернова М. Є. Динаміка гідроакустичних коливань у затопленій струміні затрубного простору бурильної колони // Наук. вісн. ІФНТУНГ. – 2013. – № 1(34). – С. 82–88.
3. Хузина Л. Б., Любимова С. В. Техничко-технологическое решение для снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 194–203.
4. Кунцяк Я. В., Чернова М. Є., Бігун М. Б. Дослідження механізму коливних процесів у генераторі гідродинамічних імпульсів спрямованої дії. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: зб. наук. пр. – К., 2014. – Вип. 17. – С. 160–166.
5. Пат. на полезную модель №127805 РФ МПК E21B 17/10. Скользящий центратор / Л. Б.Хузина, Р. И.Шафигуллин, Р. И.Фазлиева, Э. А. Теляшева Заявл. 13.12.12; Опубл. 10.05.13.
6. Пат. № 96160 РФ. МПК E21B4/20, E21B7/24. Скважинный осциллятор / Л. Б.Хузина., Р. Б.Набиуллин., С. В.Любимова. – Заявл. 07.10.08; Опубл. 20.07.10; Бюл. № 20.
7. Пат. № 131792 РФ. МПК E 21 B 7/00. Осциллятор-турбулизатор / Л. Б.Хузина, Ш. Х.Фархутдинов, Б. А.Хузин, А. В. Еромасов. – Заявл. 01.01. 13; опубл. 27.08.13, Бюл. № 24.
8. Пат. №58651 Україна. E21B 43/25 Генератор гідравлічних імпульсів. / Б. О. Чернов, М. Є. Чернова та ін. – Заявл. 22.07.10; Опубл. 26.04.11; Бюл. № 8.
9. Пат. №63187 Україна. МПК E21B 28/00. Генератор гідроакустичних імпульсів / Б. О.Чернов, М.Є.Чернова та ін. – Заявл. 13.05.11; Опубл. 26.09.11; Бюл. №18.
10. Пат. №63181. Україна. МПК E21B 43/25 Пристрій для створення гідродинамічних імпульсів / Б.О. Чернов та ін. – Заявл. 26.04.11; Опубл. 26.09.11; Бюл. №18.
11. Chernova M. Ye. Influence of low frequency vibrations on the drill string dynamics. //AGH University of Science and Technology Press. – Krakow, 2014.– 2014.– 31, N3. –P. 423–430.
12. Кунцяк Я. В., Чернова М. Є., Кунцяк Р. Я., Бігун М. Б. Управління динамікою роботи компоновки низу бурильної колони // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: зб. наук. пр. – К., 2015. – Вип. 18. – С. 58–63.
13. Чернова М. Є. Дослідження гідродинамічних циркуляційних процесів промивальної рідини під час буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин.// Наук. вісн. ІФНТУНГ. – 2014. – № 1(36). – С. 48–52.

Надійшла 08.06.17