

ФИЗИКА ПРОЧНОСТИ И ПЛАСТИЧНОСТИ

PACS numbers: 02.60.Cb, 45.20.dc, 62.20.Qr, 62.25.-g, 81.05.Bx, 89.20.Bb, 89.20.Kk

Технічні засоби та технології вивільнення прихопленої металеві бурильної колони

К. Г. Левчук

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
вул. Карпатська, 15,
76019 Івано-Франківськ, Україна*

З метою залучення більш широкого кола металофізиків до пошуку нових та удосконалення наявних матеріалів у сфері нафтогазовидобування проведено огляд наявних технічних засобів і конструкцій механізмів, що використовуються при ліквідації прихопленень металевого бурильного інструменту. Виконано бібліографічний огляд сучасних технологій вивільнення прихопленої бурильної колони механічними способами, а також наявних математичних моделей процесів ліквідації прихопленень бурильного інструменту. Розглянуто фізичні та математичні динамічні моделі бурової установки та технічних засобів боротьби з ускладненнями й аваріями. Проведено аналізу наявних метод і математичних моделей для вивчення динаміки роботи металеві бурильної колони при геологорозвідувальних роботах і бурінні.

Ключові слова: буріння, прихоплення, буровий розчин, удар, вібрація, бурильний інструмент, металева бурильна колона.

In order to increase the involvement of metallophysicists in the search for new materials and improving used ones in the field of oil-and-gas production, in the presented article, the review of available engineering tools and designs of gears, which are used for releasing of the stuck metal drilling tools, is given. A bibliographic reviewing of both state-of-the-art technologies of freeing of the stuck drilling string by means of the machine-driven methods and

Corresponding author: Kateryna Grygorivna Levchuk
E-mail: kgl.imp.nan@gmail.com

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
15 Karpatska Str., 76019 Ivano-Frankivsk, Ukraine*

Citation: K. G. Levchuk, Engineering Tools and Technologies of Freeing of the Stuck Metal Drilling String, *Metallofiz. Noveishie Tekhnol.*, **40**, No. 1: 45–137 (2018) (in Ukrainian), DOI: 10.15407/mfint.40.01.0045.

available mathematical models of processes of releasing of the stuck drilling tools is carried out. The physical and mathematical dynamical models of both drilling rig and engineering tools for effort to bring down problems and accidents are considered. An analysis of available methods and mathematical models for studying the operating dynamics of the metal drilling string during geological exploration work and well drilling is made.

Key words: drilling, stuck, drilling liquor, impact, vibration, drilling tool, metal drill string.

С целью привлечения более широкого круга металлофизиков к поиску новых и усовершенствованию используемых материалов в сфере нефтегазодобычи проведён обзор имеющихся технических средств и конструкций механизмов, используемых для ликвидации прихватов металлического бурильного инструмента. Выполнен библиографический обзор современных технологий освобождения прихваченной бурильной колонны механическими способами, а также имеющихся математических моделей процессов ликвидации прихватов бурильного инструмента. Рассмотрены физические и математические динамические модели буровой установки и технических средств борьбы с осложнениями и авариями. Проведён анализ имеющихся методов и математических моделей для изучения динамики работы металлической бурильной колонны при геологоразведке и бурении.

Ключевые слова: бурение, прихват, буровой раствор, удар, вибрация, бурильный инструмент, металлическая бурильная колонна.

(Отримано 15 вересня 2017 р.)

1. ВСТУП

Буріння нафтових і газових свердловин у сучасних умовах, а саме, глибини, що можуть сягати десяткох і більше кілометрів, проникнення у процесі буріння в породи з аномально високими чи то низькими тисками вимагають удосконалення технології та техніки буріння [1–3]. Складні умови роботи обладнання при бурінні й експлуатації свердловин, особливо при ліквідації аварій на них, висувають низку специфічних вимог до механічних та електромагнетних характеристик матеріалів, використовуваних у бурильному устаткуванні різноманітного призначення. Досі лише метали та стопи можуть задовольнити особливо критичним вимогам щодо поєднання потрібних для буріння значень міцності та пластичності. При цьому постійно йде пошук нових, більш досконалих матеріалів для нафтогазовидобувної промисловости. З метою більш широкого залучення до цього пошуку спеціалістів у галузі металофізики є потреба в детальному ознайомленні їх з особливостями процесу буріння та умовами, у яких мають працювати шукані матеріали, задовольняючи відповідним технічним вимогам. Висвітленню саме цієї

проблематики й присвячено даний огляд.

Оскільки найбільше навантаження на обладнання та відповідні матеріали бурової має місце під час аварій, то саме цьому аспекту її роботи буде приділено найбільшу увагу. Найчастіше буровики зустрічаються з такими ускладненнями як осипання й обвали стінок свердловини та затягування бурильного інструменту [4, 5].

Прихоплення — непередбачувані аварії у свердловині, що характеризуються частковим або повним припиненням руху бурильного інструмента, металевих обсадних труб або геофізичних (гідрогеологічних) приладів і пристроїв. Прихоплення є найпоширенішими, найскладнішими і найтрудомісткими аваріями в бурінні [6]. Виділяють три основних типи прихоплень: 1) бурильних колон (БК); 2) обсадних труб; 3) породоруйнівних інструментів і колонкових наборів.

До аварій через невдале цементування відносять прихоплення затверділим цементним розчином колони бурильних труб, на якій спускалась секція обсадних труб або хвостовик; відмова в роботі та пошкодження вузлів підвішування секції обсадної колони, що порушують процес кріплення й подальшу проводку свердловини; оголення башмака або недостатнє підіймання цементу.

До аварій з обсадними колонами й елементами їх оснастки відносять аварії з металевими обсадними колонами або їхніми частинами, яких спускають і цементують та які викликані: роз'єднанням по різьбовим з'єднанням; обривом по зварному шву; зминанням або розривом по тілу труби; пошкодженням обсадної колони при розбурюванні цементного стакана, стоп-кільця, зворотнього клапана і напрямної пробки.

До аварій із вибійними двигунами відносять залишення турбобура, електробура, гвинтового двигуна, або їх вузлів у свердловині внаслідок поломок або роз'єднання з бурильною колоною.

До падіння у свердловину сторонніх предметів відносять падіння вкладок ротора, роторних клинів, ключів, кувалд та інших ручних інструментів і пристроїв, за допомогою яких проводились роботи над гирлом свердловини.

Розрізняють шість видів прихоплень:

- 1) шламом, яке відбувається при спуско-підймальних роботах; постановці на вибій; нарощуванні колони; зупинках інструмента; бурінні; заклинюванні керна; ліквідації обривів;
- 2) гірськими породами, яке можливе у випадку порушення цілісності та стійкості стінок свердловини (утворення тріщин, каверн і жолобів; набрякання порід; витікання й осипання, обвалювання порід); розклинювання керном; залишення у стовбурі свердловини або забої; перетинання старих гірничих виробок та порожнин, заповнених уламками, розсипчастим матеріалом;
- 3) глиняною кіркою, яке відбувається внаслідок прилипання бурового снаряду до глиняної кірки, що утворюється на стінці свердло-

вини через перепад тиску рідини;

4) уламками металу породоруйнівних інструментів або шматками муфтозамкових з'єднань, що відкололися;

5) предметами (ключі, гайки, затискні плашки тощо), що впали у свердловину;

6) складне (комбіноване), що є поєднанням декількох різновидів.

Зазначимо, що на практиці взаємодія різних чинників і процесів не призводить до виникнення прихоплення певного виду. Наприклад, у разі заклинювання у звужених частинах стовбура або жолобних виробках бурильна колона зупиняється, і розпочинається процес виникнення прихоплення внаслідок дії перепаду тиску, а у випадку припинення циркуляції бурового розчину — внаслідок осаджування частинок шламу [7]. За аналізом конкретних ситуацій і ознак буровики визначають причину виникнення прихоплення і способи його ліквідації.

2. ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПРИХОПЛЕНЬ БУРИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТУ

2.1. Попередження прихоплень при проектуванні свердловин

Заходи щодо запобігання прихоплень визначають на стадії розробки проекту будівництва свердловини [8]. Усунення можливості виникнення аварійної ситуації в конкретних гірничо-геологічних умовах вирішується наступним чином: обирають конструкцію свердловини на основі виділення зон з несумісними умовами буріння і роз'єднання їх при спусканні та цементуванні обсадних колон; визначають інтервали, небезпечні щодо прихоплень і встановлюють можливі види прихоплень, що можуть виникнути при бурінні; обирають вид промивальної рідини, що відповідає гірським породам геологічного розрізу; розраховують густину бурового розчину для розкриття нафтогазоводонасичених пластів, що входять до одного

ТАБЛИЦЯ 1. Мінімальна величина репресії.

TABLE 1. The minimum value of repression.

Глибина свердловини (інтервалу), м	Мінімальне перевищення тиску стовпа розчину над пластовим	
	Нафтоводонасичені пласти	Газоконденсатні, газоносні, пласти
< 1000	1,0	1,5
1001–2500	1,5	2,0
2501–4500	2,0	2,25
> 4501	2,5	2,7

інтервалу сумісних умов, і обирають пласт з максимальним градієнтом пластового тиску.

Сучасні вимоги до промивальної рідини полягають у здатності її запобігти прихопленню труб, а саме, забезпечувати нерозчинність порід стовбура і зберігати міцність стінок свердловини. Рідина повинна мати хорошу змащувальну спроможність і малий вміст твердої фази. Вибір мінімального перевищення гідростатичного тиску стовпа бурового розчину над пластовим (репресії) проводиться за рекомендацією [9], наведеною в табл. 1.

Величина сумарної репресії P_{Σ} визначається сумою мінімальної репресії P_{\min} і додаткового тиску $P_{\text{дод}}$, який враховує коливання тиску при спуско-підймальних роботах:

$$P_{\Sigma} = P_{\min} + P_{\text{дод}}, \quad (1)$$

де $P_{\text{дод}} = k_{\kappa} k_a$, k_{κ} — коефіцієнт, що визначає коливання тиску ($k_{\kappa} = 5$, якщо діаметер свердловини менший за 215,9 мм, $k_{\kappa} = 3$, якщо діаметер свердловини більший за 215,9 мм), k_a — коефіцієнт аномальності пластового тиску:

$$k_a = p_{\text{пл}} / (\rho_v g L_{\text{пл}}), \quad (2)$$

де $p_{\text{пл}}$ — пластовий тиск [Па], ρ_v — густина води [кг/м³], $g = 9,81$ м/с², $L_{\text{пл}}$ — глибина розміщення пласта [м] (у похило напрямлених свердловинах — вертикальна проекція стовбура на заданій глибині).

Стійкість гірських порід — глини, аргілітів, глиняних сланців і солей, що схильні до обвалів і плинності, визначають шляхом вибору відповідних параметрів бурового розчину, зокрема, густини і фільтрації [10]. Густина розчину розраховують з умови, що депресія на стінки свердловини знаходиться на рівні $k_{\text{деп}} = 0,01-0,15$ ефективних (скелетних) напружень:

$$\rho_{\text{бур}} = k_a \rho_v + k_{\text{деп}} (k_a \rho_v - \rho_{\text{пор}}), \quad (3)$$

де $\rho_{\text{пор}}$ — густина породи [кг/м³].

З часом нафтові і газові свердловини зношуються, піддаються корозії, у них виникають отвори, що призводить до повного, часто незворотнього, виходу свердловини з ладу [11–13]. До таких родовищ відносяться 25–40% їхньої кількості. Для перевірки та контролю за станом гірських порід використовують шумовимірвач — прилад, здатний зафіксувати звуки від протікання води, нафти та газу по пласту і через отвори всередині свердловини (рис. 1). Шумовимірвач уможливиле вчасно продіагностувати проблему та врятувати свердловину від руйнування й оптимізувати розробку родовища.

При розробленні режиму промивання необхідно враховувати



Рис. 1. Спектральний шумовимірювач: *a* — SNL HD, *б* — SNM.

Fig. 1. Noise analyser: *a*—SNL HD, *б*—SNM.

енергетичні показники роботи гідравлічного вибійного двигуна, ефективність видалення шламу із забою і встановлення такого режиму течії бурового розчину в кільцевому просторі, який виконує функцію гідротранспорту шламу до гирла свердловини.

Далі проєктують раціональну конструкцію бурильної колони, підбирають компоновки низу БК для кожної ділянки профілю свердловини [14–16]. Перед початком забурювання метал бурильних труб опресовують на тиск, що перевищує робочий в 1,5 рази, але не менше, ніж на 30 МПа. Наступні опресовування необхідно проводити через кожні 800 годин механічного буріння, а також перед проведенням реанімаційних робіт у свердловині та після ліквідації складних аварій, таких як глушіння відкритих фонтанів і ліквідація прихоплень колони [17]. Зрештою, розробляють графік будівництва свердловини і матеріально-технічного забезпечення бурової для запобігання перерв у процесі буріння.

2.2. Попередження прихоплень у процесі прокладання свердловини

2.2.1. Промивання стовбура свердловини та відновлення циркуляції бурового розчину

Промивання стовбура свердловини повинно забезпечувати швидкість висхідного потоку розчину у кільцевому просторі. Подачу насосів Q розраховують за формулою:

$$Q = vF, \quad (4)$$

де v — швидкість висхідного потоку [м/с], F — площа кільцевого перерізу [м²].

Якщо неможливо забезпечити потрібну подачу бурових насосів для поліпшення якості очищення стовбура свердловини від вибуреної породи, необхідно у процесі буріння періодично трохи підні-

мати інструмент на довжину тягової труби і обертанням спускати його з максимально допустимою швидкістю [18–22].

У процесі прокладання свердловини основну увагу також приділяють контролю за технологічними властивостями бурового розчину і показниками режиму промивання стовбура свердловини [23–26].

1) Якщо густина бурового розчину не перевищує 1450 кг/м^3 , відхилення густини розчину повинно знаходитись в межах $\pm 20 \text{ кг/м}^3$, в іншому випадку — в межах $\pm 30 \text{ кг/м}^3$ [9].

2) Контролюють режим промивання на виході бурових насосів шляхом встановлення манометрів (рис. 2), які реєструють зміну тиску [27–32]; якщо ж тиск знижується, бурильну колону підніма-

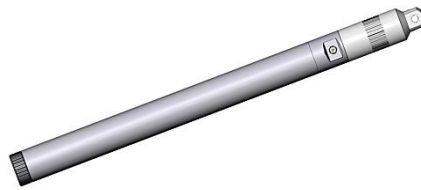


Рис. 2. Манометр кварцовий.

Fig. 2. Quartz manometer.

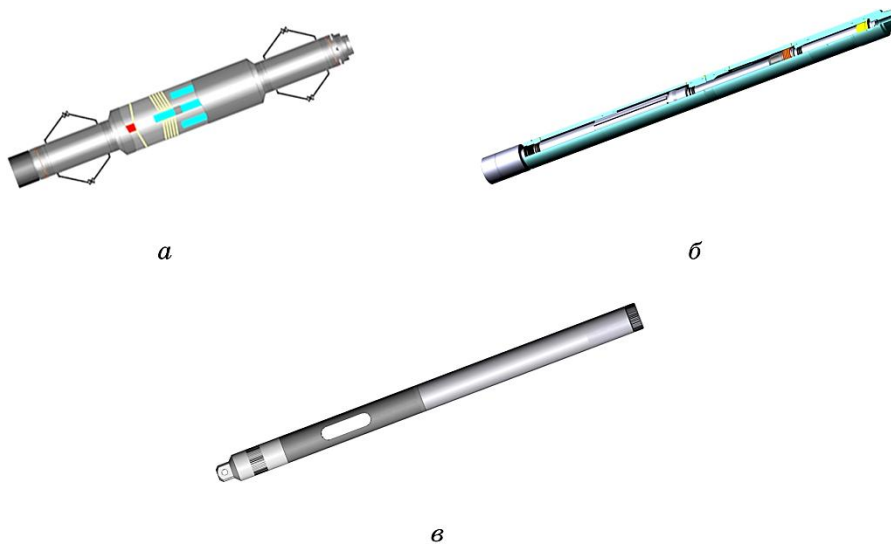


Рис. 3. Густиномір: *a* — гамма, термобаростійкий, *б* — гідравлічний, *в* — радіоактивний.

Fig. 3. Densimeter: *a*—gamma, thermobarostable, *б*—hydraulic, *в*—radioactive.

ють, знаходять місця пробоїн і замінюють пошкоджені елементи колони [33].

3) Контролюють показники властивостей бурового розчину за допомогою комплексу приладів і пристроїв та набору хемічних реагентів; періодично перевіряють: густину (рис. 3), водовіддачу (рис. 4), рівень рідини (рис. 5), умовну в'язкість, статичне напруження зсуву, товщину фільтраційної кірки, показник рН, вміст піску та змащувальних домішок.

4) Постійно підтримують у буровому розчині необхідну кількість змащувальних речовин, наприклад, нафти, суміші дизельного палива з окисненим петролатумом, суміші гудронів, гідрофобізувальної кремнійорганічної рідини, графіту. За останні роки знайшли застосування нові змащувальні домішки (рибожирове мастило, мастило на основі синтетичних жирних кислот), які є екологічно нешкідливими і мають достатньо високі змащувальні властивості [32]. Як протиприхоплювальні домішки до бурового розчину за-

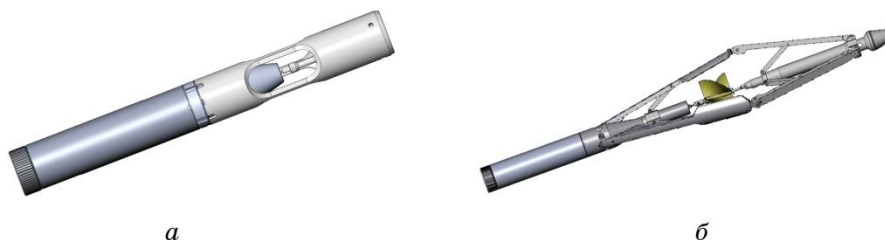


Рис. 4. Витратомір: *a* — газовий для мірвання швидкості потоку у газових і нафтогазових свердловинах, *б* — для мірвання швидкості потоку в нагнітальних та експлуатаційних свердловинах.

Fig. 4. Flowmeter: *a*—gas flowmeter for measuring of flow velocity in the gas and oil–gas boreholes, *б*—for measuring of flow velocity in the injection and operation boreholes.



Рис. 5. Рівнемір для контролю рівня рідини у свердловині.

Fig. 5. Level meter for monitoring fluid level in the borehole.

пропоновано також додавати скляні та пластмасові кульки діаметром у 0,25–0,65 мм. Змащувальні властивості бурових розчинів визначають коефіцієнтом зсуву $k_{зс}$ фільтраційної кірки, який має не перевищувати 0,3 [32, 33].

5) Не залишають бурильну колону без руху у відкритій частині стовбура, особливо при бурінні в пористих і проникних породах, а також породах, схильних до осипань і обвалів (зупинки мають не

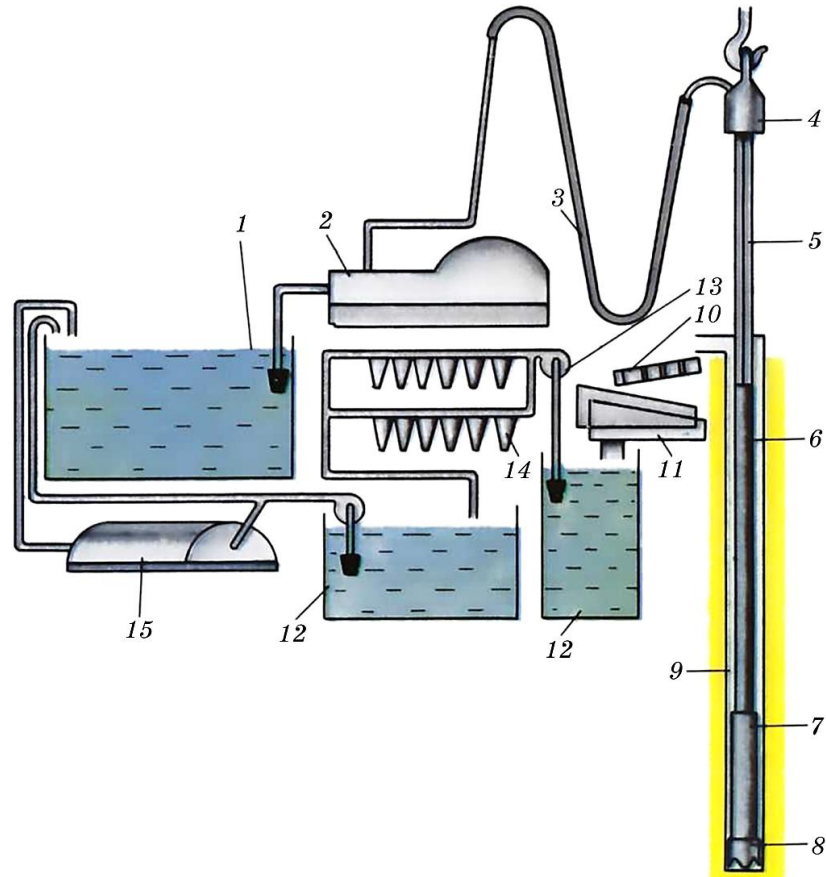


Рис. 6. Схема промивання свердловин: 1 — ємність для бурового розчину, 2 — насос, 3 — гнучкий шланг, 4 — вертлюг, 5 — тягова труба, 6 — бурильна колона, 7 — гідравлічний двигун, 8 — насадки долота, 9 — кільцевий канал, 10 — жолоби, 11 — вібросито, 12 — відстійник, 13 — допоміжний насос, 14 — гідроциклон, 15 — центрифуга.

Fig. 6. Scheme of borehole washing: 1—capacity for drilling mud, 2—pump, 3—flexible hose, 4—swivel, 5—conductive pipe, 6—drill string, 7—hydraulic motor, 8—drill bit, 9—ring channel, 10—gutters, 11—vibration sieve, 12—tanks, 13—auxiliary pumps, 14—hydrocyclones, 15—centrifuges.



Рис. 7. Елементи промивальної установки бурильної колони: *а* — вібростіто, *б* — вертлюг, *в* — гідроциклон.

Fig. 7. Elements of the washing installation of the drill string: *a*—vibration sieve, *б*—swivel, *в*—hydrocyclone.

перевищувати 3–10 хв.). У разі вимушеної зупинки необхідно провести промивання забою (рис. 6) і, якщо можливо, обертати колону ротором або ключами. Основні елементи промивальної установки БК показано на рис. 7. У випадку тимчасового (до 30 хв.) припинення промивання свердловини необхідно підняти колону труб із забою на довжину тягової труби і систематично, з інтервалом 2–5 хв. розходжувати і провертати ротором. У випадку тривалих зупинок (понад 30 хв.) інструмент необхідно підняти в обсадну колону. Якщо під час спуско-підйомальних робіт відбулася поломка підйомного механізму при знаходженні бурильної колони у відкритому стовбурі, необхідно колону підвісити на ротор, навернути тягову трубу, відновити циркуляцію та провертати колону ротором.

б) Слідкують за БК при спусканні у свердловину інструмента з долотом, що відрізняється за формою, розмірами від долота попереднього рейсу. У випадку виникнення посадок необхідно спускання колони припинити, підняти її на довжину тягової труби. Поглиблення свердловини при виникненні затяжок, посадок, підклинювання через осипання, обвалів, набухання порід, інтенсивного зростання фільтраційної кірки необхідно припинити. Далі коректують показники властивостей бурового розчину й режиму промивання, проводять ретельну проробку стовбура свердловини.

2.2.2. Прихоплення під дією перепадів тиску

Прихоплення цього виду розповсюджені при бурінні у пористих і

проникних піщаниках, алевролітах, вапняках продуктивних пластів.

1) Бурові розчини повинні мати низьку водовіддачу та тонку малопроникну фільтраційну кірку з малим значенням коефіцієнта зсуву. Водовіддача не має перевищувати 4–5 см³ за 30 хв., а коефіцієнт зсуву $k_{zc} < 0,3$ [32]. Промивальну рідину необхідно обробляти хемічними реагентами, які сприяють утворенню тонких малопроникних еластичних фільтраційних кірок.

2) При бурінні свердловин необхідно підтримувати мінімальні кути викривлення і зміни азимута, при цьому контролюючи просторове положення свердловини за допомогою давачів інклінометрів (рис. 8).

3) Для зниження площі контакту труб зі стінками свердловини необхідно використовувати обтяжені бурильні труби (ОБТ) з профільним поперечним перерізом: квадратні, квадратні зі зміщеними гранями, круглі з канавками на поверхні, зі спеціальними центру-



Рис. 8. Інклінометр: *a* — ITM SOIL, *б* — DeviCore™ II.

Fig. 8. Inclinator: *a*—ITM SOIL, *б*—DeviCore™ II.

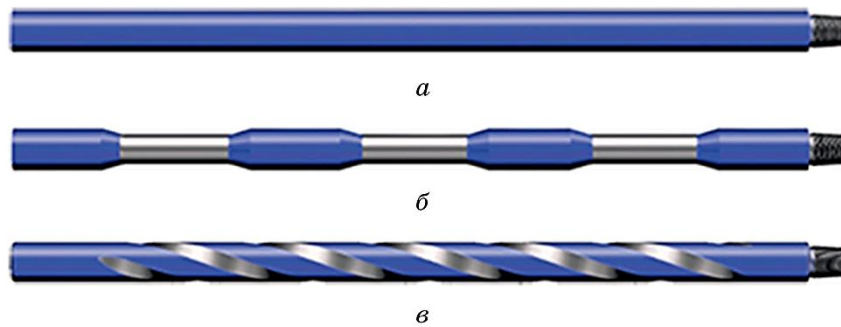


Рис. 9. Обтяжені бурильні труби: *a* — з постійним зовнішнім діаметром, *б* — з проточуванням для зменшення цупкості труби, *в* — зі спіральними лисками чи то пазами.

Fig. 9. Heavy drill pipes: *a*—with a constant external diameter, *б*—with a rubdown to reduce the stiffness of the pipe, *в*—with spiral fins or grooves.

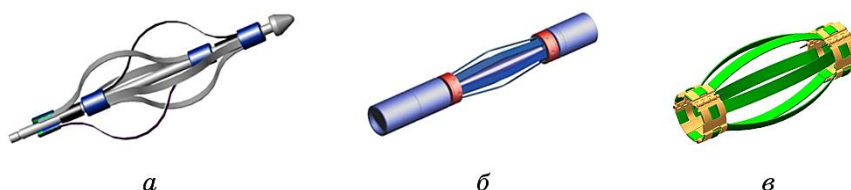


Рис. 10. Центратор: *a* — геофізичний, *б* — пружинний, *в* — металевий пружинний.

Fig. 10. Centralizer: *a*—geophysical, *б*—spring, *в*—metal spring.

вальними втулками (рис. 9), з перехідниками — центраторами (рис. 10) [33–35].

4) Не допускається залишати інструмент без руху у відкритій частині стовбура свердловини понад 10 хв., а у випадку знаходження колони у новому високопроникному пласті — 3 хв.

5) Ретельна проробка стовбура у прихопленонебезпечному інтервалі та проведення кольматації затверділими сумішами [35] запобігають прихопленням у випадку появи зтяжок і посадок при формуванні товстих фільтраційних кірок.

При виникненні диференційного прихоплення необхідно: відновити циркуляцію та провести промивання з витратою розчину на рівні буріння попереднього інтервалу; розходжувати колону з допустимими навантаженнями, що не перевищують 80% від границі плинності матеріялу труб; періодично проводити відбивання інструменту ротором при натягу колони до величини власної ваги. Кількість обертів не повинна перевищувати допустиму величину границі плинності металу труб.

Якщо за 2–3 год. вивільнити інструмент не вдається, необхідно розвантажити БК до величини, що складає 15% від власної ваги колони. Для попередження збільшення зони прихоплення і ускладнення аварії необхідно через кожні 15 хв. розходжувати інструмент з натягом до власної ваги й розвантажувати на вагу інструмента, що знаходиться у відкритому стовбурі, а також відбивати ротором.

Рекомендують вмонтовувати у БК спеціальний яс — гідрударник, який приводять в дію у випадку виникнення прихоплень [34], для швидкої ліквідації прихоплень і попередження ускладнень при проходженні небезпечних інтервалів.

2.2.3. Заклинювання низу бурильної колони

Для попередження заклинювання низу колони застосовують наступні заходи [36].

1) Після закінчення рейсу проводять огляд і вивчення зносу від-



Рис. 11. Кільця-шаблони ‘Round Ring™’.

Fig. 11. Pattern rings ‘Round Ring™’.

працьованого долота з реєстрацією параметрів зносу за допомогою трьох шаблонів мінімального, стандартного і максимального діаметрів (рис. 11).

2) Перед спусканням нового долота необхідно володіти інформацією про: величину проходки, виконану відпрацьованим у попередньому рейсі долотом; інтервали посадок і зтяжок, що виникли у попередніх рейсах, та їх величини; технічний стан нового долота.

3) Не допускати посадки понад 30–40 кН при спусканні нового долота. У випадку виникнення посадок необхідно спускання припинити, колону підняти на довжину тягової труби, інтервал посадок і зтяжок проробити. Інтервал проходки раніше відпрацьованим долотом повинен бути пророблений з осьовим навантаженням близьким до 30 кН.

4) Не проводити поглиблення стовбура свердловини нижче прихопленонебезпечних інтервалів довше 36–40 годин після їх останньої проробки. Після цього бурильну колону піднімають на необхідну висоту, а інтервали зтяжок і посадок проробляються.

5) Обмежують швидкості спускання і піднімання інструмента в інтервалах зтяжок і посадок.

При виникненні прихоплення у процесі спускання необхідно: розходжувати колону з допустимими навантаженнями, що не перевищують 80% від границі плинності матеріялу труб, та обертати не менше 4–5 разів; відновити циркуляцію і промити свердловину, здійснюючи періодично розходжування кожні 15–20 хв. з навантаженнями у межах до 100–150 кН понад власну вагу БК, проводити відбивання інструменту ротором при натягу колони до величини власної ваги. Кількість обертів має не перевищувати допустиме значення границі плинності металу труб.

У разі виникнення прихоплення у процесі піднімання необхідно: негайно розвантажити БК на 200–300 кН і спробувати опустити інструмент у свердловину, повторювати 4–5 разів; обертати інструмент ротором за допомогою тягової труби або клинового захвату при розвантаженому інструменті на 30–50 кН; відновити циркуляцію і промити свердловину.

2.2.4. Виникнення жолобів у стовбурі свердловини

При проектуванні та бурінні кут викривлення свердловини має не перевищувати $3-4^\circ$. Контроль за утворенням жолобів здійснюють за допомогою профілометрів (рис. 12). Перше міряння потрібно виконати через 500 м буріння, а потім через кожні 200–300 м.

Основні заходи для попередження виникнення жолобів у стовбурі свердловини перераховано в [34, 35, 37].

1) На етапі проектування і проходки свердловини враховують наступні чинники: конструкція свердловини повинна забезпечити проходження інтервалів залягання порід, схильних до жолобоутворення, з мінімально можливою кількістю рейсів бурильної колони з наступним закріпленням обсадними трубами; у вертикальних свердловинах в інтервалах буріння під кондуктор і технічну колону не допускається зміна зенітного кута більше 1° на 100 м. Абсолютне значення кута викривлення не повинно перевищувати $3-4^\circ$; рекомендується проходку ділянок стовбура свердловини, в котрих можливе інтенсивне жолобоутворення, спочатку проводити долотом, діаметер якого менший проектного, з наступним розширенням стовбура. При бурінні похилонапрямлених свердловин доцільно передбачити в профілі стовбура прямолінійну похилу ділянку з довжиною, більшою передбачуваного інтервалу інтенсивного утворення жолобів. Це уможливить в 2–3 рази знизити зростання жолобоутворення.

2) Необхідно організувати періодичні заміри конфігурації стовбура профілометром для контролю за утворенням і розвитком жолобів. Перший замір проводять при досягненні свердловиною глибини 500 м нижче башмака першої проміжної колони, а наступні — через 200–300 м буріння.

3) Рекомендують не змінювати компоновку низу бурильної колони.

4) Руйнування жолобів рекомендують проводити проробкою розширювачем або вибухом торпед. У компоновці БК передбачають розміщення лопатевого або шарошкового розширювача з хвостови-



Рис. 12. Профілометр свердловинний трубний.

Fig. 12. Profilometer borehole tubing.

ком із бурильних труб довжиною 300–400 м. При проробці відведення промивання повинно проводитись з максимальною витратою, а швидкість проробки має бути обмеженою. При наявності великого кута викривлення або неможливості розміщення розширювача над хвостовиком достатню довжину жолоба варто зруйнувати вибухом спеціальних гнучких торпед в інтервалах порід підвищеної твердості або торпед з детонувального шнура (ТДШ) у м'яких і середньої твердості породах. Вибухи рекомендують проводити на віддалі від башмака попередньої обсадної колони (хвостовика), яку визначають за формулою:

$$L \geq l_{\text{зар}} + 3d_{\text{зар}}, \quad (5)$$

де $l_{\text{зар}}$ — довжина заряду [см], $d_{\text{зар}}$ — діаметер заряду [см].

Якщо інтервали жолобоутворення та їхні протяжності великі, то буріння стовбура свердловини починають долотом, діаметер якого менший за проектний з наступним його розширенням до

$$D = d + B, \quad (6)$$

де d — діаметер свердловини [мм], B — максимальна глибина жолобної виробки [мм].

5) Для попередження попадання бурильних труб у жолоб в компоновку встановлюють спіральні чотиролопатеві центратори, виготовлені з ОБТ довжиною 1–1,2 м, з натопленням спіральних ребер. Зовнішній діаметер центратора має в 1,35–1,45 разів перевищувати ширину жолобної виробки, яку визначають за результатами профі-

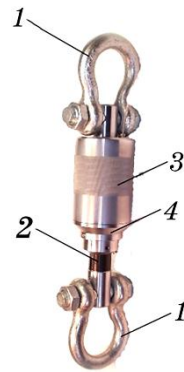


Рис. 13. Давач натягу гідравлічний: 1 — сережка, 2 — шток поршня, 3 — корпус, 4 — гідроциліндр.

Fig. 13. Hydraulic tensile sensor: 1—earring, 2—piston rod, 3—body, 4—hydraulic cylinder.

лометрії.

б) Якщо виявлено ознаки попадання інструмента у жолобну виробку, забороняється вивільняти його шляхом розходжування з натягом, що перевищує власну вагу. Натомість необхідно спробувати перемістити бурильну колону вниз, розвантаживши її на 200–300 кН, але не знизити натяг колони до її власної ваги. Спробу повторюють 4–5 разів. Намагаються приєднати тягову трубу, відновити циркуляцію і повернути інструмент ротором з розвантаженням ваги на 30–40 кН. Натяг бурильної колони контролюють за допомогою відповідного давача (рис. 13).

2.2.5. Прихоплення внаслідок попадання у стовбур сторонніх предметів

Щоб не допустити попадання у стовбур свердловини сторонніх предметів необхідно закрити гирло свердловини при піднятті інструмента спеціальним пристроєм і не допустити роботу над ротором без закриття гирла. У випадку падіння у свердловину сторонніх предметів поглиблення свердловини припиняється [36].

Прихоплення інструмента шламом, що осів, або обважнювачем виникають через порушення режиму промивання свердловини та інших правил технології буріння. Для попередження виникнення аварії необхідно:

- 1) не допустити відхилення від програми якісного промивання стовбура свердловини, зокрема після закінчення довбання і у випадку обвалоутворення; в'язкість і статичне напруження зсуву бурового розчину мають задовольняти геолого-технічним умовам;
- 2) не залишати колону труб у свердловині без промивання, а саме, забезпечити неперервний контроль за тиском в нагнітальній системі, слідкувати за справністю реєструвальних манометрів на викиді бурових насосів, щомісячно проводити профілактичне опресовування бурильної колони на тиск 20 МПа; при падінні тиску під час рейсу необхідно провести огляд інструмента, а у випадку необхідності — опресовування та дефектоскопію металу БК.

У випадку виникнення прихоплення внаслідок осідання шламу, обтяжувача або цементу необхідно відновити циркуляцію одним клапаном насоса з поступовим збільшенням витрат розчину до нормального, розходити та намагатися обернути інструмент при натягу в межах власної ваги.

2.2.6. Прихоплення колони труб внаслідок осипань, обвалів і набухань гірських порід

Для попередження прихоплення колони труб в інтервалах, заповне-

них породами, які осипалися, обвалилися та набухли, потрібно щоб:

- 1) при проектуванні та в процесі буріння були створені умови для проходки інтервалу з мінімальною тривалістю; не допускати затримок через відсутність матеріалів, труб, інструментів, зокрема, спускання обсадних колон;
- 2) промивальна рідина відповідала вимогам підтримки стовбура у нормальному стані; водовіддача розчину повинна досягнути мінімуму (3–4 см³ за 30 хв.); за даними [33] коефіцієнт зсуву фільтраційної кірки бурового розчину для попередження осипань і обвалів $k_{зс} \leq 0,15$;
- 3) у процесі проходки проводили систему заходів з попередження різких коливань гідродинамічного тиску у стовбурі свердловини, для цього необхідно: обмежити швидкості спуско-підіймальних робіт в зонах з нестійкими породами, щоб не допустити затяжок і посадок; спускання інструмента доцільно проводити з проміжними промиваннями, перед підніманням БК свердловину промивають зі збільшеною на 5–10% подачею насосів; не дозволяється піднімати труби за наявності сальника і без доливання розчину у свердловину; відновлювати циркуляцію потрібно плавно з поступовим збільшенням витрат бурового розчину; для попередження нестійкості хомогенних порід і зв'язаних з цим прихоплень необхідно такі породи розкривати на розчинах, нейтральних до даних порід, або на розчинах, попередньо насичених відповідним типом солей;
- 4) у разі виникнення прихоплень було відновлено циркуляцію в одному клапані насоса з поступовим збільшенням витрат розчину до звичайних, проведено розходжування колони з натягом до 150–200 кН понад власної ваги, відбито прихоплення ротором при допустимому числі обертань і натягу до власної ваги колони [38].

2.2.7. Прихоплення бурового інструменту внаслідок утворення сальників

Сальникоутворення характерне при бурінні свердловин у глиняних породах при наявності інтервалів з інтенсивним утворенням рихлих фільтраційних кірок. Для попередження можливостей виникнення прихопленонебезпечних умов у свердловині необхідно вжити наступних заходів.

- 1) Дотримування режиму промивання — основна умова попередження прихоплень. У роботі [39] рекомендують приймати швидкість висхідного потоку бурового розчину в кільцевому просторі на рівні 0,4–0,6 м/с, а в інтервалах нестійких глин її збільшувати до 1,2 м/с, а у випадку появи сальників — до 2,5 м/с і більше. Якщо продуктивність насосів недостатня, то з метою кращого очищення стовбура свердловини від шламу необхідно періодично піднімати

бурильну колону над забоєм на довжину тягової труби і спускати з обертанням. Рекомендують також при турбінному бурінні періодично спускати інструмент без турбобура для того, щоб промити свердловину протягом 2–3 циклів циркуляції при максимально можливій подачі насосів. У разі вимушених зупинок проходки та неможливості промивання свердловини БК необхідно підняти в обсажену або неускладнену частину стовбура.

2) Буровий розчин і хемічні реагенти, яких застосовують для його оброблення, мають забезпечити утворення тонких міцних фільтраційних кірок. Для цього за допомогою змащувальних домішок знижують коефіцієнт зсуву фільтраційної кірки до $k_{зс} = 0,3$. Водночас в'язкість і статичне напруження зсуву розчину повинні мати мінімальні значення.

3) Якщо тиск у нагнітальній лінії підвищився, то поглиблення свердловини припиняють. Шляхом інтенсивного промивання, розходжування з натягом, рівним власній вазі БК, і обертання ротора з частотою 1,2 об/с у стовбурі свердловини створюють нормальні умови для відновлення буріння [40]. Виникнення затяжок при підніманні інструмента сигналізує про його припинення. За умови обережного відновлення циркуляції з поступовим її збільшенням проробка місця затяжки повинна проводитись обережно, без затяжок, посадок і підвищення тиску на насосах.

4) У випадку затягування колони в сальник необхідно: у разі буріння під кондуктор розвантажити бурильну колону на її повну вагу, в інших випадках — на вагу труб, що знаходяться у відкритій частині стовбура; відновити циркуляцію спочатку при одному клапані насоса з поступовим збільшенням подачі до звичної; спробувати до 4–5 разів повернути БК ротором на допустиме розраховане число обертів при розвантаженому на 30–40 кН нижче власної ваги інструменті; у випадку повного або часткового вивільнення колони сальник необхідно зруйнувати шляхом обертання з інтенсивним промиванням; вивільнення БК розходжуванням при натягу її понад власну вагу не припускається, оскільки ускладнює процес ліквідації прихоплення.

2.2.8. Прихоплення обсадних колон

Роботи з попередження прихоплення обсадних колон проводять з урахуванням геолого-технічних умов родовищ, стану і ступеня зношування механізмів бурової установки, оснастки, інструментів, фактичним станом стовбура свердловини, відхиленням від технології буріння свердловини під дану обсадну колону. Важливе значення для попередження прихоплення мають підготовчі роботи, головна мета яких — забезпечити неперервне ведення робіт по кріпленню свердловини. Це дозволить виключити можливість перерв у спус-

канні обсадної колони і уникнути виникнення прихопленонебезпечних ситуацій. З цією метою:

- 1) перевіряють стан фундаментів, основ, бурової вежі, обладнання для спуско-підіймальних робіт, противикидного обладнання, бурових насосів і елементів циркуляційної системи, контрольно-вимірювальних приладів; виявлені недоліки виправляють, несправний інструмент і обладнання замінюють або ремонтують;
- 2) на одному плашковому превенторі проводять установку плашок під обсадні труби; для дублювання можливостей герметизації колонного і всередині колонного простору готують сталю бурильну трубу під трубні плашки другого превентора з відкритим кульовим клапаном або зворотнім клапаном та перехідником для нагвинчування на обсадну колону; проводять опресовку;
- 3) проблеми підготовки обсадних труб на трубній базі, транспортування на бурову і підготовки їх на буровій описано в [34, 35];
- 4) підготовка стовбура свердловини — найважливіший захід з попередження прихоплень обсадних колон; до початку підготовки стовбура виконують комплекс заключних геофізичних досліджень, завдяки якому одержують основні дані для плану проробки свердловини; при цьому уточнюються глибина установки башмака колони, інтервали звуження стовбура, розміри каверн і об'єм свердловини, інтервали і місця встановлення елементів технологічного оснащення; стовбур свердловини проробляють в інтервалах звужень компоновкою інструмента, що застосовувалась в останньому рейсі при бурінні, та калібрують на всю глибину спускання обсадної колони; після калібрування свердловину промивають протягом 1,5–2 циклів до повного очищення стовбура від шламу і вирівнювання параметрів розчину;
- 5) при спусканні обсадної колони не допускається відхилення від плану спуску колони без узгодження з головним інженером; швидкість спускання обсадної колони повинна бути обмеженою; не можна допустити різких зупинок колони; якщо при спусканні відбулась посадка колони при навантаженні, що перевищує на 15% вагу труб і на 30% вагу труб в похило-напрямній свердловині, то процес спускання необхідно зупинити, а стовбур свердловини промити до усунення посадки; не дозволяється розходжування обсадної колони без доливання бурового розчину.

3. ДІАГНОСТИКА ПРИХОПЛЕНЬ

Виникнення аварій в буровій свердловині — надзвичайна подія, тому при виявленні перших ознак небезпечної ситуації буровик зобов'язаний негайно прийняти засоби із запобігання аварії й приступити до першочергових робіт з її ліквідації, якщо попередити аварію не вдалось. Основними показниками процесу буріння, які

можуть бути використані для прогнозування прихоплень колони бурильних труб, є [41]: витрата бурового розчину на вході у свердловину і виході з неї; момент на роторі; газовміст; навантаження на долото або вага бурильного інструменту; температура розчину на вході в свердловину і виході з неї.

Основні чинники, що впливають на виникнення прихоплень бурильної компоновки [34], — викривлення стовбура свердловини; вид змащувальних домішок; тип бурового розчину; дотримання технічних правил і норм; цупкість низу БК; площа поверхні контакту; коефіцієнт тертя у зоні контакту; тривалість контакту колони труб, що не переміщується, зі стінкою свердловини; значення перепаду тиску; фізико-механічні властивості бурового розчину; температура в зоні прихоплення; абсолютне значення гідростатичного тиску; проникність породи в зоні прихоплення; тип пластового флюїду; фізико-механічні властивості фільтраційних кірок; пористість породи; швидкість вихідного потоку бурового розчину; кількість змащувальних домішок у розчині.

Найбільш небезпечна ситуація — порушення стійкого стану гірських порід через явище «втоми» породи при дії змінних напружень (деформацій), викликаних ґрунтовими коливаннями і коливаннями долота, пульсацією бурового розчину роботи силових секцій гвинтових вибійних двигунів й іншого обладнання та інструмента. До того ж, експериментальні дані показали, що сили, які діють на БК, мають випадковий характер [42].

Вибір способу ліквідації прихоплень пов'язаний з визначенням виду останнього. Зокрема, у випадку заклинювання долота у звуженій частині стовбура, представленого карбонатними породами, прихоплення ліквідовують за допомогою соляно-кислотної ванни. І навпаки, застосування цього способу у випадку заклинювання стороннім металевим предметом так само, як і розходжування інструмента не дає позитивного результату.

Підвищення стійкості до осипань відкритого стовбура свердловини досягається шляхом керування осмотичним тиском в системі «свердловина–пласт». Підбирається компонентний склад, який зумовлює дегідратацію глиняних відкладень. Якщо сили поверхневої гідратації не перевищують сили осмотичного тиску бурового розчину, то спостерігається поверхнєве зміцнення стовбура свердловини.

Процес буріння радіальних каналів відрізняється від буріння бокових стовбурів значно меншими діаметрами доліт, величинами осьових і радіальних навантажень, механічною швидкістю. Буріння радіальних каналів відбувається у більш м'якому режимі. Відповідно, ризик втомного осипання слабозцементованих порід значно нижчий, ніж при звичайному бурінні.

Схильність до осипань необсадженого стовбура свердловини обернено пропорційна діаметру, що підтвердили дослідження спеція-

лістів з геомеханіки ведучих нафтових наукових інститутів. Втрата стабільності спостерігається при тривалому бурінні каналу.

Діагностика виду прихопленя ґрунтується на конкретизації наступних ознак і чинників: місце прихоплення; глибина свердловини і розміщення інструмента, властивості породи (літологія, тектоніка, проникність, пластовий тиск, температура, флюїдонасиченість), особливості стовбура свердловини (діаметер каверни, жолоба, перегини), характер траєкторії свердловини (зенітний та азимутальний кути), характеристика інструмента в зоні прихоплення; технологічні властивості бурового розчину (густина, фільтрація, реологічні параметри, змащувальна здатність), реагенти, якими оброблений розчин; технологічна операція, що передувала прихопленню (нарощування, піднімання або опускання, промивання); характер циркуляції бурового розчину (витрати, перепад тиску); ускладнення (осипання, затяжки, посадки, падіння предметів у свердловину); додаткові ускладнення (поглинання).

У роботі [3] наведено таблицю для визначення типу прихоплення, за допомогою якої можна швидко визначити механізм прихоплення (табл. 2). Таблиця 2 побудована як комбінація ймовірностей,

ТАБЛИЦЯ 2. Визначення виду прихоплення [3].

TABLE 2. Determining the type of sticking [3].

Вид прихоплення	Прихоплення шляммом або породю, що обвалилася	Диференційне прихоплення	Заклинювання на ділянці зі складною геометрією стовбура
Напря́м переміщення колони безпосередньо перед прихопленням			
Вгору	2	0	2
Донизу	1	0	2
Без руху	2	2	0
Переміщення колони вниз після виникнення прихоплення			
Вільно	0	0	2
Утруднено	1	0	2
Неможливо	0	0	0
Обертання колони після виникнення прихоплення			
Вільно	0	0	2
Утруднено	2	0	2
Неможливо	0	0	0
Циркуляція після виникнення прихоплення			
Неможливо	2	0	0
Обмежено	2	0	0
Вільно	0	2	2
Сума	2	4	2

за якими визначають механізм прихоплення. Для цього необхідно відповісти на чотири запитання і обчислити суму чисел відповідей у нижніх рядках запитань по кожному виду прихоплення. Найбільша із одержаних сум вкаже на вид прихоплення.

Якщо бурильну колону не залишати без руху, то диференційне прихоплення не виникне, і тому ймовірність диференційного прихоплення БК безпосередньо перед прихопленням дорівнює нулю. Відповідно, комірка «Напрямок переміщення колони безпосередньо перед прихопленням» («вгору» і «донизу») колонки «Диференційне прихоплення» містить 0. Комірка «без руху» містить 2, оскільки у цьому випадку велика ймовірність диференційного прихоплення. Комірка «без руху» колонки «Прихоплення на ділянці зі складною геометрією стовбура» містить 0, оскільки такого прихоплення не відбудеться, якщо колона нерухома. Зазначимо, що комірка «без руху» колонки «Прихоплення шламом або породою, що обвалилася» також містить 2. Причина полягає в тому, що у випадку зупинки бурових насосів для нарощування бурильної колони з'являється тенденція до осідання шламу або шматків породи, що обвалилася. За відомим напрямком переміщення колони безпосередньо перед прихопленням, не вдається однозначно встановити внаслідок чого виникло прихоплення. Тому виникає необхідність відповісти додатково на три запитання, а потім знайти суму чисел, розміщених в нижніх рядках відповідей по кожному виду прихоплення, і порівняти суми.

У прикладі, наведеному в табл. 2, прихоплення виникло під час нарощування бурильної колони. Обертати і розходжувати БК не вдавалось, але тиск циркуляції не зростає: напрям руху колони безпосередньо перед прихопленням — «без руху», переміщення колони вниз після виникнення прихоплення — «неможливо», обертання колони після виникнення прихоплення — «неможливо», тиск циркуляції після виникнення прихоплення не збільшився — «вільна циркуляція». Сума чисел в комірках по кожній колонці: «Прихоплення шламом або породою, що обвалилася» дорівнює 2, «Диференційне прихоплення» — 4, «Заклинювання на ділянці зі складною геометрією стовбура» — 2. Найбільша сума в колонці «Диференційне прихоплення». Таким чином, має місце диференційне прихоплення.

Наведену таблицю 2 використовують на буровій для швидкого визначення механізму, що відповідає прихопленню, або механізму, зумовленого ускладненнями у свердловині. Крім того, вона може виявитися корисною для аналізу робіт, що виконувалися, після ліквідації аварії, сумісно з діаграмою станції контролю параметрів буріння.

Для визначення положення аварійного інструмента в перерізі свердловини і для уточнення форми кінця обірваного інструмента

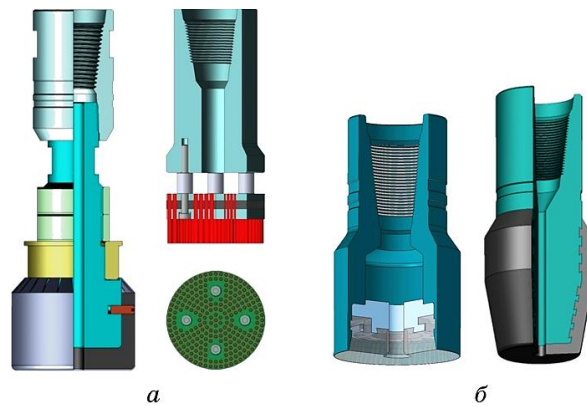


Рис. 14. Печатки: *a* — універсальні, *б* — олів'яні.

Fig. 14. Stamps: *a*—universal, *б*—from lead.

використовують печатки (пласкі, конусні й універсальні). Обстеження свердловини за допомогою печаток починають з перевірки стану експлуатаційної колони, насосів, штанг та інших предметів (рис. 14).

Універсальна печатка має металевий корпус, покритий олів'яною оболонкою товщиною у 8–10 мм, менше діаметра колони на 10–12 мм. Замість олів'яної оболонки іноді використовують стоп, що складається з 98% алюмінію й 2% сурми (рис. 14, *a*). Печатку спускають на трубах, або бурильних трубах і за відбитком на печатці судять про стан верхнього кінця аварійного обладнання, а також про стан стінки експлуатаційної колони на ділянці руйнувань, змінань, тріщин тощо.

Олів'яні печатки призначені для одержання на торцевій або боковій поверхні відбитків предметів, що знаходяться у свердловині (рис. 14, *б*). Для визначення поверхні зім'яття або розмивання обсадних труб застосовують конічну печатку — металевий стрижень з отвором всередині для промивальної рідини і з кільцевими виточками для міцного зв'язку оліва з корпусом. Зовнішню частину печатки із шаблону заливають оливом. У верхній частині вона має різьбу для приєднання до бурильної колони.

Для визначення характеру злому бурильних труб і положення їх відносно центра свердловини використовують пласкі печатки, за допомогою яких визначають положення долота і металевих предметів, що знаходяться в забої.

3.1. Дослідження можливості утворення жолобів у свердловині

У будь-якому інтервалі буріння необхідно забезпечувати достатнє

осьове навантаження на долото $2 \leq P \leq 6$ кН для оптимальних умов роботи гвинтових вибійних двигунів: $D = 43$ мм, $L = 2$ м.

Потрібно усунути утворення жолобів у викривлених інтервалах стовбура свердловини [43], радіус викривлення яких кількісно оцінюється величиною тиску замків на стінки стовбура свердловини:

$$R > \frac{P l_{\text{св}}}{Q 2}, \quad (7)$$

де P — осьове зусилля, що діє на бурильні труби [кН], Q — допустиме нормальне зусилля бурильного замка на стінку свердловини ($Q = 10$ кН для перерізів з м'яких порід; $Q = 20-30$ кН для перерізів, що містять породи середньої твердості; $Q = 40-50$ кН для порід твердих і міцних), $l_{\text{св}}$ — довжина бурильної свічки [м].

Оскільки бурильна колона при будь-яких роботах у свердловині не повинна відчувати напруження [44], що перевищує границю плинності матеріалу бурильних труб, то радіус їх викривлення має задовольняти умову:

$$R \geq \frac{d E}{2 \sigma_{\text{пл}}}, \quad (8)$$

де d — зовнішній діаметр бурильних труб [м], E — модуль (Юнга) пружності [Па], $\sigma_{\text{пл}}$ — границя плинності металу труб [Па].

3.2. Дослідження можливості утворення диференційних прихоплень

Якщо при бурінні виникла аварійна ситуація з компоновкою загальною довжиною $l_{\text{св}}$ метрів, що проникає у зону піщаного колектора, то при перепаді тиску ΔP [Па] виникає диференційне прихоплення і у статичному режимі [3], диференційна сила прихоплення:

$$P_{\text{диф}} = \Delta P \frac{l}{2} b, \quad (9)$$

де b — ширина статичної кірки [м], l — довжина зони прихоплення [м]. У разі виникнення диференційного прихоплення для відриву БК необхідно прикласти силу розтягування:

$$P_{\text{т}} = P_{\text{диф}}(\sin \alpha + f \cos \alpha), \quad (10)$$

де α — zenітний кут каналу, f — коефіцієнт тертя БК об кірку.

Точнішу формулу для визначення диференційної сили прихоплення наведено в [11]:

$$P_{\text{диф}} = (f b_n \Delta P + \tau_a b_1) l + f G_n, \quad (11)$$

де b_1 і b_n — дугова ширина полоси прихоплення та її хорда [м], τ_a — дотичне напруження адгезії [Па], G_n — нормальна складова ваги інструмента в зоні прихоплення.

При допустимій силі розтягування P_t напруження в тілі труби не повинно перевищувати границю плинності матеріялу, з якого вони виготовлені [45, 46]. Крім того, необхідно також забезпечити коефіцієнт запасу $k_6 = 1,35-1,5$ при навантаженні розтягування в різьбовому з'єднанні. У випадку включення режиму роботи осцилятора, навіть якщо вже виникло прилипання свічки, коефіцієнт тертя $f = 0,015$, і як наслідок розтягувальне зусилля R_t суттєво менше граничних значень.

3.3. Вірогідність утворення шламових пробок у свердловині

В динамічних умовах на частинку шламу в похило напрямленій свердловині діють: сила ваги, Архімедова сила, обертальний момент бурильної колони, виносна сила бурового розчину. У загальному вигляді сили, що впливають на характер руху шламу, розкладемо на складові: $F_{\text{теч}}$ — сила, яка намагається перемістити частинку шламу відносно осі свердловини зі швидкістю $v_{\text{ос}}$ і винести її на поверхню:

$$F_{\text{теч}} = 3\pi\mu_{\text{еф}}d_pV_{\text{ср}}, \quad (12)$$

де $\mu_{\text{еф}}$ — ефективна в'язкість бурового розчину [Па·с], d_p — діаметр частинки вибуреної породи [м], $V_{\text{ср}}$ — середня швидкість потоку [м/с]; F_v — виштовхувальна сила:

$$F_v = 0,75\gamma d_p^3 \sqrt{\mu_{\text{еф}}\gamma\rho_{\text{рід}}}, \quad (13)$$

де γ — швидкість зсуву [с^{-1}], $\rho_{\text{рід}}$ — густина бурового розчину [$\text{кг}/\text{м}^3$]; сила гравітації або сила осаджування:

$$F_{\text{ос}} = \pi d_p^3 g(\rho_p - \rho_{\text{рід}})/6, \quad (14)$$

де g — прискорення вільного падіння [$\text{м}/\text{с}^2$], ρ_p — густина матеріялу, з якого виготовлено труби.

Оскільки співвідношення сил $F_{\text{теч}}$, F_v , $F_{\text{ос}}$ постійно змінюється у потоці, то це зумовлює сальтаційний (стрибкоподібний) характер руху частинок шламу. Швидкість транспортування частинок в сальтаційному режимі приблизно вдвічі-тричі нижче середньої швидкості потоку. Проте експериментально доведено, що при обертанні бурильної колони, її вібрації, всі частинки шламу знаходяться у зваженому стані, практично симетрично розподіляються відносно

осі БК та їхні швидкості руху близькі до швидкості основного потоку бурового розчину. Разом з тим, крупні частинки шламу додатково диспергуються в породоруйнівному інструменті або за рахунок сил обертання бурильної колони і перетворюються в сальтувальні.

У неньютонівській рідині швидкість осадження частинок залежить від різниці напружень зсуву, створених різницею густин ($\rho_p - \rho_{\text{рід}}$) і граничними значеннями статичного напруження зсуву. Тому швидкість осадження можна регулювати параметрами статичного напруження зсуву бурового розчину.

Висока транспортувальна здатність залежить від типу бурового розчину, його технологічних параметрів і режиму протікання рідини у кільцевому просторі. У практиці буріння використовують залежність [47], одержану для визначення витрат промивальної рідини, що забезпечує транспорт шламу в горизонтальному стовбурі свердловини:

$$Q = \frac{\pi(D_{\text{св}}^2 - D_3^2)}{0,008\rho_{\text{рід}}(330\eta + \tau_0)(2 - \sin\alpha)} \left(\frac{660\eta + \tau_0}{330\eta + \tau_0} \right)^{2,52}, \quad (15)$$

де $D_{\text{св}}$ — діаметр свердловини [м], D_3 — зовнішній діаметр бурильної труби [м], η — структурна в'язкість бурового розчину [Па·с], τ_0 — динамічне напруження зсуву [Па].

Залежність (12) для оцінки ступеня очищення стовбура свердловини є емпіричною і одержана [47] шляхом комп'ютерного моделювання оцінки промислових даних в результаті аналізу наявних методик оцінки несучої здатності бурового розчину і придатна для горизонтальних свердловин із zenітними кутами $\alpha > 30^\circ$.

Рекомендують для одержання хорошої транспортувальної здатності бурового розчину в кільцевому просторі задовольнити співвідношення $\tau_0/\eta \geq 500 \text{ с}^{-1}$. При цьому пластичну в'язкість доцільно підтримувати на рівні $\eta = 12\text{--}18 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, а динамічне напруження зсуву в діапазоні $\tau_0 \geq 60\text{--}90 \text{ ГПа}$. У цьому випадку гідравлічні опори в бурильних трубах і кільцевому просторі будуть мінімальними.

3.4. Розходжування прихопленої бурильної колони

Допустиме число обертів для розходжування — натягу і посадки БК визначають за емпіричною формулою [48]:

$$n = 0,204 \cdot 10^{-5} \frac{L}{d_3} \sqrt{\left(\frac{\sigma_{\text{пл}}}{k_m} \right)^2 - \left(\frac{P_L}{F_{\text{min}}} \right)^2}, \quad (16)$$

де L — довжина неприхопленої частини БК [м], d_3 — зовнішній діаметр БК [м], $\sigma_{\text{пл}}$ — границя плинності металу [Па], з якого виго-

товлено труби, $k_m = 1,3-1,5$ — коефіцієнт запасу міцності, P_L — вага неприхопленої частини БК [МН], F_{\min} — площа поперечного перерізу найменш міцної труби в БК [м²].

У випадку розходжування БК також необхідно керуватися характеристиками міцності бурильних труб. Для визначення ступеня закручування φ вільної частини прихопленої компоновки БК користуються формулою:

$$\varphi \leq \sqrt{\frac{\sigma_{\text{пл}}^2 - k^2 L^2 (\rho_{\text{тр}} - \rho_{\text{рід}})^2}{2,1\pi k G D}}, \quad (17)$$

де $\sigma_{\text{пл}}$ — границя плинності матеріалу, з якого виготовлено труби [Па], L — довжина вільної частини БК [м], $\rho_{\text{тр}}$, $\rho_{\text{рід}}$ — густини матеріалу бурильних труб і промивальної рідини у свердловині [кг/м³], k — коефіцієнт запасу міцності, G — модуль зсуву [Па], D — зовнішній діаметр бурильних труб [м].

Для забезпечення міцності бурильної колони визначають крутильний момент M_i поінтервально знизу вгору для кожної секції бурильних труб:

$$M_i \leq \frac{W_i}{2k} \sqrt{\sigma_{\text{пл}i}^2 - 16 \frac{k^2}{\pi^2} \left[\frac{1}{D_i^2 - d_i^2} \left(1 - \frac{\rho_{\text{рід}}}{\rho_{\text{тр}}} \right) \sum_{j=n}^i Q_j \right]^2}, \quad (18)$$

де W_i — момент опору перерізу труби [м³], $\sigma_{\text{пл}i}$ — границя плинності матеріалу, з якого виготовлено трубу, [Па], D_i , d_i — зовнішній та внутрішній діаметри бурильної труби, [м], Q_j — вага секцій, що знаходяться нижче i -ої секції БК, [Н].

За результатами розрахунків вибирають мінімально допустимий крутильний момент M_{\min} , і для нього розраховують число обертів вільної частини БК:

$$\varphi \leq \frac{M_{\min}}{2,1\pi} \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{G_i J_i}, \quad (19)$$

де l_i — довжина [м], G_i — модуль зсуву [Па], J_i — полярний момент інерції перерізу бурильної труби [м⁴] i -ої секції БК.

4. ТЕХНОЛОГІЯ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХОПЛЕНЬ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Після встановлення виду прихоплення, приступають до робіт із вивільнення прихопленої БК [49]. Першочергові роботи з ліквідації аварій, які виконує бурова вахта, складаються з простих операцій, виконання яких не може привести до ускладнень. У випадку вини-

кнення прихоплень бурильної колони через прилипання БК до стінки свердловини під дією перепаду тиску або через її заклинювання при спусканні, а також у випадку прихоплень колони породами, що обвалилися, бурова вахта зобов'язана виконати розходжування колони з навантаженнями, що не перевищують 80% границі плинності матеріялу труб, і відбивку інструмента ротором. Кількість обертів колони також регламентовано. У разі обриву БК необхідно негайно приступити до ловильних робіт, не допустивши виникнення прихоплень аварійної частини колони, що може значно ускладнити ліквідацію обриву.

Якщо проведення першочергових робіт не дало ефекту, ліквідацію аварії проводять згідно виду прихоплення.

4.1. Прихоплення шламом або породою, що обвалилася

У випадку виникнення прихоплень бурильної колони внаслідок обвалювання шламу або породи необхідно скинути тиск, який збільшився через утворення пробки, а потім створити невеликий тиск (надто великий тиск затягне БК, як поршень, далі в пробку). Невеликий тиск необхідний для того, щоб відновити циркуляцію, якщо вдасться зрушити колону з місця [50].

Після цього прикласти крутний момент і нанести удар вниз ясом. Якщо яс не входить до компоновки або не працює, прикласти крутний момент і максимальне осьове навантаження (щоб зрушити бурильну колону в напрямі, протилежному її руху до прихоплення [51]). Якщо спробувати піднімати БК, вона ще далі завантажиться в пробку. Ціль полягає в тому, щоб змістити колону і відновити циркуляцію, розмити пробку і винести матеріял пробки вгору по стовбуру). Якщо до моменту виникнення прихоплення колону переміщали вниз у сильно нахиленій свердловині, то необхідно спробувати трохи підняти її або нанести удар ясом вгору без обертання.

Якщо вдасться відновити циркуляцію, необхідно збільшити витрати рідини до максимуму, який можливий без поглинання. Продовжити циркуляцію, поки свердловину не буде розчищено.

На завершення проробляють інтервал прихоплення й інструмент повертають на вибір, промивають свердловину перед спусканням обсадної колони або свердловинних приладів.

4.2. Диференційне прихоплення

У випадку виникнення диференційного прихоплення негайно прикладають максимальний крутний момент і доводять його до місця прихоплення [52]; продовжують циркуляцію з максимально допустимими витратами (виконують одночасно з прикладанням крутно-

го моменту); якщо до компоновки входить яс, то під час нанесення удару вниз знижують подачу насоса до мінімуму, щоб не протидіяти удару [53]; підтримуючи крутний момент, різко розвантажують колону, створюючи максимальне осьове навантаження [54].

Ні в якому разі не можна намагатися піднімати колону! Це призведе лише до ускладнень, а натяг колони зменшить значення крутного моменту, котрий можна безпечно прикласти до бурильної колони.

Якщо до компоновки колони входить яс, необхідно нанести удар вниз при зменшенні подачі рідини насосом до мінімуму, щоб не послабити удар.

4.3. Заклинювання на ділянці зі складною геометрією стовбура

Якщо виникне заклинювання на викривленій ділянці свердловини, необхідно нанести удар ясом у напрямку, протилежному руху колони до прихоплення. Прикласти крутний момент при ударах вниз, але не прикладати крутний момент при ударах вгору [55–57].

Не варто забувати про тиск циркулюючого бурового розчину при заряджанні яса або нанесенні ударів. При збільшенні цього тиску удар яса вгору посилюється, а удар вниз послаблюється [58–60]. Це заважає заряджанню яса для удару вгору і допомагає заряджанню для удару вниз.

При будь-яких видах прихоплення під час виконання початкових дій зі звільнення прихопленої бурильної колони можна підготувати додаткові заходи.

5. ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХОПЛЕНЬ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Буріння нафтових і газових свердловин у сучасних умовах, а саме, за глибини, що може сягати до десяти кілометрів, проникнення у процесі буріння в породи з аномально високими або низькими тисками, вимагають удосконалення технології й техніки буріння. Найчастіше буровики стикаються з такими ускладненнями, як осипання та обвали стінок свердловини, затушування БК.

Для ліквідації прихоплення застосовують наступні технічні засоби [33–35, 37, 61]: встановити рідинні ванни, струсити прихоплену ділянку колони вибухом торпед; встановити цементний міст і нарізати новий стовбур; застосувати ударні механізми; використати гідроімпульсний спосіб; оббурити або фрезерувати прихоплену ділянку колони; розгвинчування бурильної колони лівим інструментом і піднімання труб по частинам; знизити рівень бурового розчину у стовбурі свердловини; застосувати імпульсно-хвильову дію на тру-

би в зоні прихоплення; використати випробувачі пластів; розходити і обертати колони ротором; відновити циркуляцію і промити свердловину; гідровібрувати колони труб.

Окремі способи не варто розглядати як самостійні. Практика бурових робіт показує, що використовувати окремо їх неефективно [62, 63]. Ці способи рекомендовано використовувати як першочергові засоби бурової вахти в поєднанні з деякими іншими способами, а також для недопущення збільшення зони прихоплення вгору по стовбуру при диференційному прихопленні.

5.1. Визначення границь прихоплення

Більша частина способів дозволяє уточнити лише верхню границю прихоплення [64–66]. Нижню границю можна визначити за допомогою акустичних цементвимірювачів (АКЦ).

АКЦ (рис. 15) базується на мірянні характеристик хвильового поля, створеного джерелом пружних коливань з частотою випромінювання у 10–30 Гц. При цьому реєструють наступні параметри: амплітуду або коефіцієнт ефективного затухання хвилі вздовж колони у фіксованому часовому вікні (положення вікна обирають за тривалістю розповсюдження хвилі вздовж колони); тривалість, амплітуду і затухання перших хвиль, що розповсюджуються в гірських породах; фазокореляційні діаграми.

5.1.1. Визначення верхньої границі прихоплення

Верхню границю прихоплення визначають по пружньому видовженню вільної частини колони. Бурова бригада при виникненні прихоплення не може негайно вживати способи, що вимагають застосування спеціальної апаратури й обладнання. При нормальному процесі прокладання свердловини таке обладнання зазвичай не зберігається на буровій, а доставка його вимагає певних витрат часу, що може значно ускладнити вивільнення інструмента. Найпро-

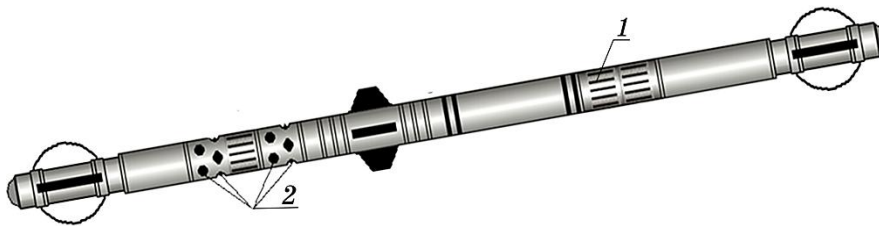


Рис. 15. Акустичний цементвимірювач: 1 — випромінювач, 2 — приймачі.

Fig. 15. Acoustic cementmeter: 1—emitter, 2—receivers.

стішим способом визначення верхньої границі прихоплення є розрахунок вільної частини колони по пружньому видовженню її під дією навантаження, що перевищує власну вагу БК.

Для багатовимірної комбінованої колони верхню границю прихоплення розраховують за вихідною формулою, яка дає величину сумарного видовження всіх секцій колони вище зони прихоплення Δl залежно від прикладеного навантаження ΔP [67, 68]:

$$\Delta l = \frac{\Delta P}{1,05 E_m} \left(\frac{h_m}{F_m l_m} + \sum_{i=1}^{m-1} \frac{l_i}{F_i} \right), \quad (20)$$

де 1,05 — коефіцієнт, що враховує збільшення цупкості колони за рахунок замкових з'єднань, h_m — довжина вільної частини прихопленої секції БК [м], l_i , E_i , F_i — довжина [м], модуль пружності (який дорівнює $2,1 \cdot 10^5$ МПа для сталі та $0,7 \cdot 10^5$ МПа для стопу Д16Т), площа поперечного перерізу [м²] i -ої однорозмірної секції БК, m — номер прихопленої секції БК.

Видовження колони Δl і прикладене навантаження ΔP ($\Delta P = P_2 - P_1$) визначають наступним чином: створюють натяг колони P_1 , який на п'ять поділок перевищує показання гідравлічного індикатора ваги (рис. 12), що відповідає власній вазі труб до прихоплення. На ведучій трубі роблять відмітку в площині стовбура ротора; для виключення похибок, викликаних тертям у блоках талевої системи, проводять повторний натяг із зусиллям, що на п'ять поділок перевищує початкове, і швидко знижують натяг до початкового з фіксацією другої відмітки на ведучій трубі. Відстань між двома відмітками ділять навпіл, а середню риску приймають за першу відмітку, яка відповідає зусиллю P_1 . Другу відмітку фіксують аналогічним способом при натягу інструмента зусиллям P_2 , котре на 10–20 поділок по гідравлічному індикатору ваги більше за зусилля P_1 . Шукане видовження Δl дорівнює віддалі між відмітками. Величини зусиль P_1 і P_2 перераховують відповідно до паспортних даних індикатора ваги.

Розрахункове значення видовження порівнюють з фактичним видовженням, яке одержують за допомогою описаної послідовності. Якщо розрахункове видовження дорівнює фактичному, то довжину L вільної частини БК визначають за формулою:

$$L = h_m + \sum_{i=1}^{m-1} l_i. \quad (21)$$

де m — число вільних секцій БК.

Розглянутий спосіб застосовують як наближений, особливо при проходці похилих і горизонтальних свердловин, у яких сили опору у випадку руху колон великі, тому зростання похибок при розрахунках неминучі. Точніше межі прихоплення визначають за допомо-

гою спеціальних апаратів.

5.1.2. Визначення інтервалів прихоплення

Інтервали прихоплення визначають за допомогою спеціальної апаратури. У практиці бурових робіт знайшли застосування прихопленомір (ПМ), індикатори місця прихоплення (ІМП), акустичні цементоміри (АЦ), яких спускають на каротажному кабелі. Найбільше розповсюдження одержали ПМ. Конструктивну будову ПМ показано на рис. 16.

Прихопленомір — це електромагнет з відкритим сердечником, що складається з котушки і магнетопроводу, поміщеного в герметичний корпус з немагнетної корозійностійкої сталі. Корпус ізолюваний зверху головкою, а знизу підшовою. Характеристики ПМ наведено в роботах [33, 35]. Принцип дії ПМ базується на властивостях феромагнетних матеріалів (сталіх труб) намагнетовуватися на тривалий час і розмагнетовуватися при деформації цих ділянок труб. Послідовність робіт з ПМ складається з трьох етапів.

1) Спочатку ПМ спускають у передбачуваний інтервал прихоплення і вимірюють природну намагнетованість труб та елементів колони. Потім шляхом подачі струму через електромагнет наносять на труби контрольні магнетні мітки з кроком 10 м. При цьому намагнетовують ділянку труби довжиною у 0,15–0,20 м.

2) Фіксують криву намагнетованости вздовж всієї ділянки, на якій поставлені магнетні мітки. Їх необхідно відрізняти від аномалій замкових з'єднань. Амплітуда піків магнетних міток в 4–5 разів більша фонові кривої намагнетованости та в 2–3 рази більша аномалій замкових з'єднань.

3) Колону розходжують з натягом рівним власній вазі, або нама-



Рис. 16. Прихопленомір: *a* — каротажний «Кедр», *б* — «Промгеофізсервіс».

Fig. 16. Free-point indicator: *a*—logging 'Kedr', *б*—'Promgeofizservis'.

гаються її обертати ротором на допустиме розрахункове число обертів. Стальні труби вище зони прихоплення, що зазнали деформацій, «гублять» магнетні мітки. В зоні прихоплення, де труби не зазнали деформацій, мітки зберігаються, тому границя зникнення магнетних міток уможливорює зафіксувати верхню границю прихоплення.

ІМП застосовують також в обсадних і насосно-компресорних трубах. Використання ІМП в трубах з алюмінієвих стопів Д16Т неможливо. У цьому випадку використовують індикатор місця прихоплення, який за даними [33, 67] дозволяє точніше і одним вимірюванням визначати верхню границю прихоплення. Принцип дії ІМП базується на реєстрації деформацій колони труб давачем ІМП, що притягується до внутрішньої поверхні труб багатополюсним електромагнетом.

Зазначимо, що мірювання деформацій виконують паралельно з розходжуванням або обертанням колони. Зазвичай достатньо 5–6 замірів для визначення межі, на якій деформація труб не відбувається [67].

У практиці робіт зі встановлення інтервалу прихоплення також знайшли розповсюдження акустичні цементоміри. Вони дозволяють визначати не тільки верхню, але й нижню границю прихоплення. При цьому реєструють відносну амплітуду поздовжньої хвилі ($A_{хв}$), а також час проходження поздовжньої хвилі по породі ($T_{пор}$). За даними [33], інтервал прихоплення відповідає максимальному значенню $A_{хв}$ і мінімальному часу $T_{пор}$.

5.2. Встановлення рідинних ванн

Один з найбільш розповсюджених способів ліквідації прихоплення — встановлення рідинних ванн. Він ефективний при вивільненні труб у породах з великою проникністю, коли колона притиснута до стінки свердловини через перепад диференційного тиску. За даними [62] 65% прихоплення цієї категорії ліквідують шляхом встановлення рідинних ванн. Спосіб не рекомендують для вивільнення колон, заклинених сторонніми предметами, гірською породою, що обвалилася в жолобах, у звуженій частині свердловини, а також бурильних труб у порушеній обсадній колоні. Основною умовою використання рідинної ванни є збереження циркуляції бурового розчину у випадку прихоплення. Залежно від літологічного складу порід в зоні прихоплення використовують нафту, дизельне паливо, воду, кислоти, луги, а також комбіновані за складом ванни. Перед встановленням рідинної ванни визначають сумарний гідростатичний тиск стовпів бурового розчину й агента ванни. Він повинен перевищувати пластовий тиск самого високонапірного горизонту у відкритому стовбурі свердловини на 5–10%. Якщо ця умова не до-

тримується, то буровий розчин не завадить обважнити. При виборі агента рідинної ванни слід використати рекомендації праць [67, 69].

5.2.1. Ліквідація прихоплення за допомогою встановлення нафтових ванн

Найактивнішим агентом рідинної ванни залишається нафта. Рекомендують встановлювати її в перші моменти виникнення прихоплення для попередження інтенсивного зростання сил, що притискають бурильну колону до стінки свердловини (не пізніше 3–5 годин після початку аварії).

Перед встановленням нафтової ванни необхідно виконати наступні заходи: визначити верхню межу прихоплення по пружньому видовженню колони або із застосуванням спеціальних приладів; перевірити надійність роботи противикидного обладнання, насосів та інших елементів циркуляційної системи, стан бурової вежі й талевої системи, підготовку засобів пожежогасіння, наявність необхідної кількості та якості бурового розчину в запасних місткостях. Провести очищення майданчика навколо бурової для попередження займань; встановити в бурильній колоні обернений клапан або кульовий кран для попередження нафтоводогазопроявів.

Об'єм нафти для ванни визначають з розрахунку перекриття інтервалу прихоплення в затрубному просторі і підйому вище верхньої межі прихоплення не менше, ніж на 50–100 м. Окрім того, визначений об'єм нафти (3–5 м³) резервують у бурильних трубах, виходячи з технологічних особливостей процесу вивільнення інструмента нафтовою ванною. Рекомендують через годину знаходження колони під ванною перевірити можливість ліквідації аварії розходженням, після чого порцію нафти об'ємом 0,5–0,7 м³ необхідно протиснути в зону прихоплення.

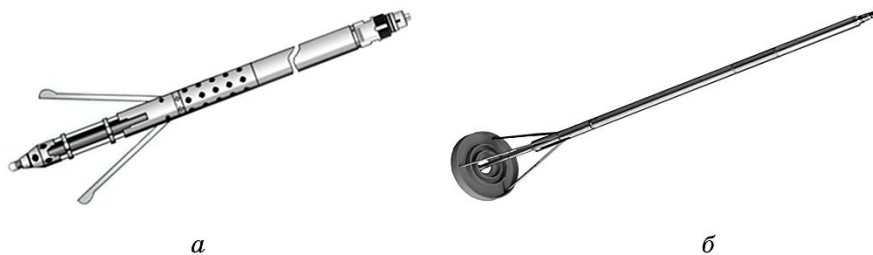


Рис. 17. Каверномір: *a* — з важільним вимірювальним пристроєм, *б* — малогабаритний.

Fig. 17. Calliper: *a*—with lever measuring device, *б*—compact.

Сумарний об'єм нафти Q для ванн визначають із виразу:

$$Q = 0,785[(k_{\text{кав}} D_{\text{д}}^2 - D_{\text{з}}^2)(h + h_1) + d_{\text{в}}^2 h_2] + nV_{\text{п}}, \quad (22)$$

де $k_{\text{кав}}$ — коефіцієнт каверзности стовбура свердловини у зоні прихоплення, $D_{\text{д}}$ — діаметер долота [м], $D_{\text{з}}$, $d_{\text{в}}$ — зовнішній і внутрішній діаметри БК [м], h — висота стовпа рідини від вибою до верхньої межі прихопленої ділянки [м], h_1 — висота підйому рідини над інтервалом прихоплення [м] (призначається для нівелювання можливої похибки визначення верхньої межі прихоплення, h_1 беруть рівним 50–100 м), h_2 — висота стовпа рідини в БК [м], n — кількість операцій з відновлення циркуляції, $V_{\text{п}}$ — об'єм рідини для проведення одного підкачування.

Для вимірювання поперечного перерізу бурової (нафтової, газової) свердловини використовують каверномір (рис. 17). Він складається із свердловинного приладу, який спускають у свердловину на каротажному кабелі, і наземної апаратури, що знаходиться на каротажній станції. Переважно використовують з важільним вимірювальним пристроєм і резисторним перетворювачем лінійних переміщень в електричний сигнал. Діапазон вимірювань каверноміром, що використовують у бурових роботах, складає 100–760 мм, а у геологорозвідці — 70–350 мм.

Гідростатичний тиск в стовбурі свердловини після встановлення ванни повинен перевищувати пластовий з метою недопущення нафтогазоводопроявів. Перевірочний розрахунок гідростатичного тиску стовпа нафта–буровий розчин проводять за допомогою номограми (рис. 18). Наприклад, на глибині у 2100 м у нафтонасичених пі-

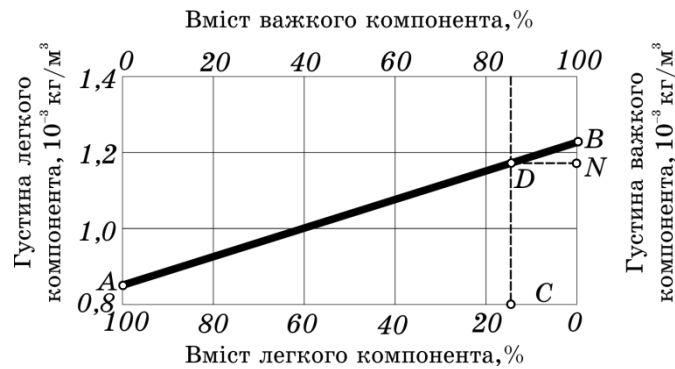


Рис. 18. Номограма для визначення гідростатичного тиску при встановленні рідинної ванни.

Fig. 18. Nomogram for determination of hydrostatic pressure at installation of a liquid bath.

щаниках бурильний інструмент прихоплений на інтервалі 2000–2100 м. Свердловину бурили з розчином, густина якого 1230 кг/м³. Пластовий тиск на глибині 2100 м дорівнює 22 МПа. Для ванни використовують нафту густини 830 кг/м³. За розрахунками згідно (22) виявлено, що необхідний об'єм нафти складає 15 м³, об'єм бурового розчину — 85 м³.

Вміст легкого компонента стовпа нафти:

$$\frac{15}{15 + 85} \cdot 100\% = 15\%. \quad (23)$$

На рисунку 18 пряма AB з'єднує точки A — густина нафти і B — густина бурового розчину. З точки C , що відповідає легкому компоненту (15%), опускають перпендикуляр на пряму AB — у точку D . А з точки D проводять горизонтальну пряму до перетину з вертикальною віссю у точці N . Точка N визначає густину стовпа нафта-буровий розчин у свердловині — 1170 кг/м³. Гідростатичний тиск такого стовпа дорівнює:

$$P_{\text{гід}} = 9,8 \cdot 1170 \cdot 2100 = 24,6 \text{ МПа}. \quad (24)$$

Буровий розчин у стовбурі свердловини повинен мати мінімальні значення в'язкості, статичного напруження зсуву та густини.

Для попередження спливання нафти і виходу її із зони прихоплення рекомендують перед порціями нафти і продавлювальної рідини закачати порцію буферної рідини з розрахунком заповнення нею 150–200 м затрубного і всередині трубного простору [70]. Об'єм буферної рідини ззовні $Q_{\text{зб}}$ та всередині $Q_{\text{вб}}$ трубного простору обчислюють за формулами:

$$Q_{\text{зб}} = 0,785(k_{\text{кав}} D_{\text{д}}^2 - D_{\text{з}}^2)h_{\text{б}}, \quad Q_{\text{вб}} = 0,785d_{\text{в}}^2 h_{\text{б}}, \quad (25)$$

де $h_{\text{б}}$ — висота стовпа буферної рідини у затрубному просторі [м].

Для приготування буферної рідини на основі бурового розчину, що застосовується, необхідно обробити його реагентами — структуротворювачами типу карбоксиметилцелюлози, крохмалю з дозуванням їх не більше 2–3%.

Приготована буферна рідина повинна мати наступні параметри: густину, близьку до густини бурового розчину; максимально можливу в'язкість; статичне напруження зсуву не менше 27 МПа; водовіддачу приблизно рівну водовіддачі бурового розчину.

Обов'язковим при приготуванні буферної рідини є її перевірка на коагуляцію при контакті з буровим розчином. При можливості вибору рекомендують застосовувати безводну високорухому малопа-рафіністу нафту з малою густиною. Для підвищення ефективності ванни до нафти додають поверхнево-активні речовини, наприклад,

сульфонол, дисольван у кількості до 1–3% від об'єму нафти [10].

У випадку виникнення прихоплень в зонах аномально високого пластового тиску рекомендують застосовувати спеціальні обтяжені рідини на нафтовій основі. На глибоких розвідувальних свердловинах для встановлення ванн використовують рідину густиною 1800 кг/м³ з наступним складом (на 1 м³) [71]: дизельне паливо в об'ємі 0,65 м³; високоокиснений бітум — 140 кг; солі жирних кислот — 10 кг; 50% розчин їдкою натру — 0,005 м³; модифікований барит — 850 кг.

Застосування спеціальних обтяжених рідин уможливорює встановлювати ванни без зниження гідростатичного тиску стовпа бурового розчину й агента на продуктивний пласт, що зменшує можливість виникнення проявів флюїдів під час ліквідації аварій.

Закачування компонентів ванни проводять насосами у послідовності: буферна рідина–нафта–буферна рідина–протискувальна рідина при максимальній подачі. Швидкість висхідного потоку бурового розчину, буферної рідини і нафти в кільцевому просторі має дорівнювати швидкості потоку при бурінні цього інтервалу. Після встановлення ванни залежно від різновиду прихоплення колону або розвантажують на визначену частину її ваги, або залишають під напругою на талевій системі. Для попередження розповсюдження зони прихоплення рекомендують розходжувати інструмент під час дії ванни не рідше 2 разів за годину.

Розходжування колони для її вивільнення слід проводити через 4–6 годин після встановлення ванни, втім, цей час можна змінювати з урахуванням досвіду ліквідації прихоплення. Після кожного розходжування частину нафти з бурильної колони (0,5–0,7 м³) прокачують у зону прихоплення. Тривалість ванни повинна бути не меншою 15 годин. Якщо при цьому колону не звільнено, то необхідно відновити циркуляцію, промити свердловину і встановити другу нафтову ванну. За даними А. К. Самодея встановлення третьої рідинної ванни недоцільно [63]. У випадку невдачі після другої ванни іноді приступають до повного промивання свердловини нафтою.

При вивільненні колони проводять промивання з вимиванням нафти на гирлі та складуванням її для повторного встановлювання ванн. Колону труб піднімають із свердловини, проводять детальний контроль стану труб, включаючи дефектоскопію, стовбур свердловини на ускладнених інтервалах проробляють.

5.2.2. Ліквідація прихоплення за допомогою встановлення водяних ванн

Якщо геологічний розріз складають стійкі породи, несхильні до осипань і обвалів, то використовують водяні ванни. Встановлення

таких ванн найефективніше у свердловинах, для промивання яких використовують глиняний розчин на основі вибурених порід, а також при заклинюванні колони в інтервалах залягання натрійових і магнійових солей [72, 73]. Фахівці вважають, що ефект від водяної ванни зумовлений осмотичним масоперенесенням через фільтраційну кірку.

Переваги водяної ванни порівняно з нафтовою наступні: встановлення ванни можна здійснювати буровими насосами (рис. 19); можливість швидкого встановлення у разі відсутності нафти на буровій, що важливо для бурових, віддалених від баз управління буровими роботами, нафтогазорозвідувальної експедиції; вода важча за нафту, тому засоби з попередження флюїдопроявів вдається виконувати швидше; вода як агент активна, легко проникає в тонкі канали фільтраційних кірок, і менш інтенсивно порівняно з нафтою спливає у стовбурі свердловини, заповненої глиняним розчином; безпека у пожежному відношенні.

Ефективність водяних ванн збільшується при додаванні 1–2% поверхнево-активних речовин і деяких хемічних реагентів: продуктів обробки суміші моно- і діалкілфенолів оксидом етилену ОП-10 (Росія, Україна), поліетиленгліколь (США), гліцерин, карбоксиметилцелюлоза, хромпик (Середня Азія), соляна кислота (Україна).

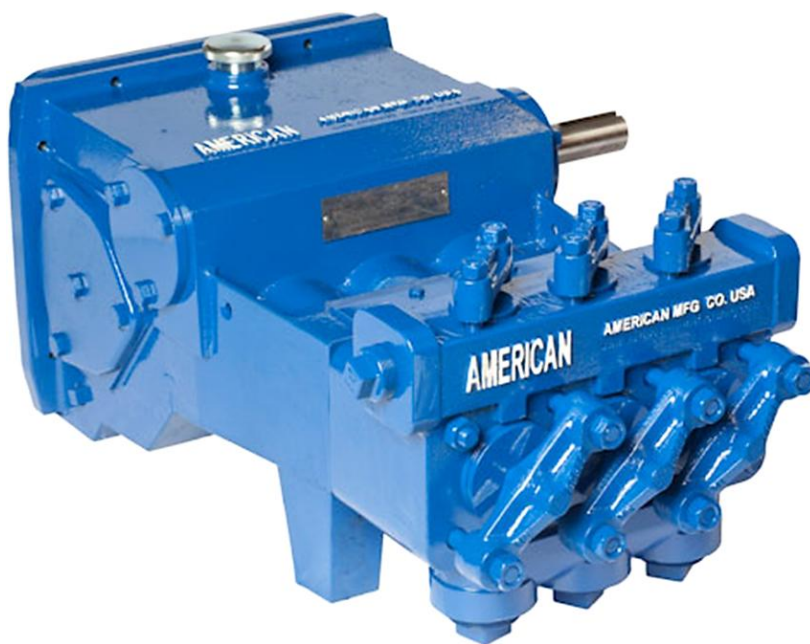


Рис. 19. Насос American Manufacturing AW1122BCD.

Fig. 19. The pump American Manufacturing AW1122BCD.

5.2.3. Ліквідація прихоплення за допомогою встановлення кислотних ванн

Кислотні ванни застосовують для ліквідації прихоплень труб в карбонатних породах, глиняних вапняках і доломітах, а також в глиняних породах. Здатність кислоти розчиняти перераховані породи лежить в основі способу. В основному в кислотних ваннах використовують технічну соляну кислоту 8–14% концентрації, суміш соляної кислоти й води або нафти, сульфомінової кислоти. Для розчинення глиняних кірок використовують суміш 16–20% соляної та 40% плавикової кислот. Співвідношення компонентів сумішей підбирають шляхом лабораторних випробувань з умови найактивнішої дії суміші кислот на зразки порід і фільтраційні кірки. При проведенні випробувань необхідно знати, що швидкість дії соляної, плавикової кислот та їх сумішей на карбонатні породи переважно залежить від температури та тиску. При збільшенні температури на 20–25°C швидкість реакції зростає втричі, а у випадку збільшення тиску зменшується.

За наявності в компоновці бурильної колони труб з алюмінієвого стопу Д16Т недоцільно встановлювати ванни із соляної та суміші соляної і плавикової кислот. Для зменшення корозійної дії кислот на сталеві труби і обладнання в них необхідно вводити інгібітори (формалін, уніколи, мастила, поверхнево-активні речовини).

Для забезпечення сприятливих умов дії кислотних ванн використовують воду як буферну рідину. Об'єм води визначають з розрахунку заповнення 50 м ззовні та всередині трубного простору.

Послідовність операцій при встановленні ванни починається із закачування першої порції води, потім закачують кислоту, причому в затрубному просторі першочергово продавлюють 25–35% розрахованого об'єму із залишенням 66–75% об'єму кислоти в колоні [33]. Після кислоти необхідно закачати другу порцію води і розрахункову кількість протискувальної рідини. Колону витримують під ванною протягом 3–6 годин. Після першої години інструмент розходжують і протискують в зону прихоплення 1–4 м³ кислоти.

5.3. Вибуховий спосіб ліквідації прихоплень («струшування»)

Вибух торпеди з детонувального шнура (ТДШ) в зоні прихоплення створює ударну хвилю, що відриває труби від стінки свердловини або сальника. При цьому послаблюються сили зчеплення колони із середовищем поза трубою. У випадку притискання інструмента до стінки свердловини перепадом тиску «струшування» може привести до короткочасного вирівнювання тиску навколо труби і знімання притиснення. А далі розходжуванням або відбиванням ротором колони можна звільнити.

Торпедування також може допомогти відновити циркуляцію бурового розчину, що сприяє процесу ліквідації прихоплення. У випадку заклинювання долота при роторному бурінні здійснюють вибух фугасної торпеди, спущеної до долота. «Струшування» буриль-

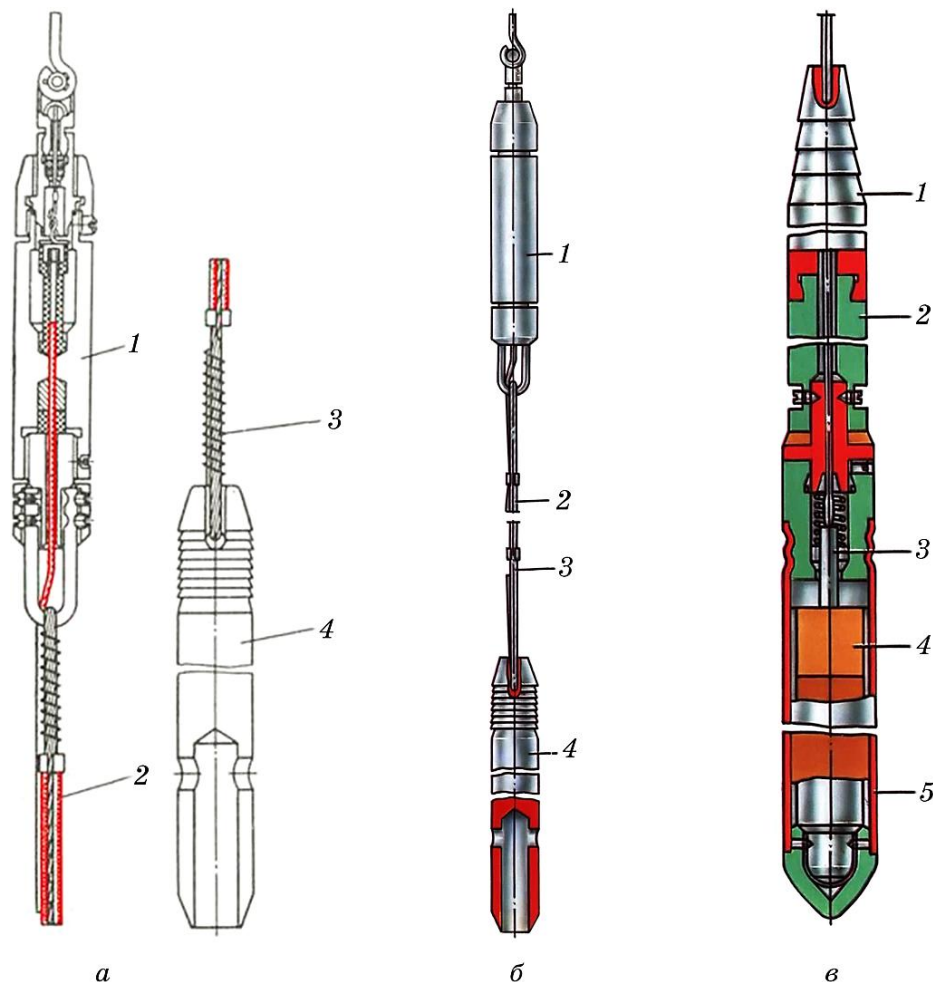


Рис. 20. Торпеди: *a* — малогабаритна (1 — голівка, 2 — заряд і кілька відрізків детонувального шнура, 3 — сталевий трос, 4 — вантаж); *б* — негерметична з детонувальним шнуром (1 — голівка, 2 — детонувальний шнур, 3 — металевий трос, 4 — вантаж); *в* — фугасна шашкова (1 — голівка, 2 — вантаж, 3 — вибуховий патрон, 4 — шашки вибухової речовини, 5 — корпус).

Fig. 20. Torpedos: *a*—small (1—head, 2—charge and several segments of detonating cord, 3—steel cable, 4—load); *б*—leak-proof with detonating cord (1—head, 2—detonating cord, 3—metal cable, 4—load); *в*—high-level checkers (1—head, 2—load, 3—explosive chuck, 4—checkers of explosives, 5—body).

ної колони з попереднім натягом може призвести до ліквідації прихоплення.

Послідовність робіт з підготовки вибуху, вибору заряду, проведення торпедування наведено в праці [74]. Величину заряду торпеди визначають з умов забезпечення необхідного ефекту і недопущення пошкодження труб. Довжина ТДШ повинна на 5–10 м перевищувати довжину прихопленої ділянки труб, а маса заряду вибухової речовини не повинна перевищувати 5 кг [75–78].

Якщо інтервал прихоплення перевищує 100 м, то торпедування доцільно проводити частинами.

Роботи з торпедування виконують у наступній послідовності [79–82]: з'ясовують причину виникнення прихоплення; проводять розходжування колони і промивають свердловину; визначають ділянку прихопленої колони; у свердловину спускають шаблон, одночасно збирають торпеду заданої довжини і спускають у свердловину напроти всієї довжини ділянки прихоплення; натягують колону з максимально допустимим зусиллям, при чому це не відноситься до прихоплень, що виникають у випадку затягування труб у звужену ділянку стовбура або у жолобній виробці; колону обертають ротором на максимально допустиме число обертів; здійснюють вибух; колону розходжують або відбивають ротором; кабель, вантаж і головку витягують із свердловини, її промивають, звільнену колону піднімають.

Вибуховий спосіб при ліквідації прихоплень застосовують також для наступних цілей [83–87]: від'єднання неприхопленої частини колони труб шляхом послаблення різьбового з'єднання з наступним розгвинчуванням; вивільнення вільної частини колони обриванням труб.

Для розгвинчування і струшування створено торпеди: малогабаритні (рис. 20, *a*), з детонувальним шнуром (ТДШ, рис. 20, *б*) та фугасні шашкові (ТШТ, рис. 20, *в*). Торпеда ТДШ складається з головки 1, в якій знаходиться вузол основного заряду 2 і одного або декількох відрізків детонувального шнура, зв'язаних в жмут і змонтованих на несучому сталевому тросі 3. У нижній частині кріплять вантаж 4. Голівка і вантаж мають діаметер у 5 см. Як засіб ініціювання застосовують електродетонатор. Для збереження голівки і підвищення безпеки збирання в голівку вводять тільки один шнур довжиною 0,5 м. Через цей шнур детонація передається на жмут шнурів [88–90]. Голівка розрахована на багаторазове використання під тиском до 50 МПа і за температури до 100°C. Фугасна шашкова торпеда має заряд 3, який збирають із відрізків детонувального шнура, вибухового патрона 1, утримувача 2, троса 4 і вантажу 5. У вибуховий патрон поміщають електродетонатор.

Торпеду можна також спустити в труби з малим прохідним діаметром [91–93].

5.4. Ударні механізми ліквідації прихопленнь

Ударні механізми (УМ) або яси призначені для вивільнення прихоплених бурильних колон ударами вгору і вниз. Найбільшу ефективність цим способом досягають при ліквідації прихопленнь типу заклинювання [94]. Будь-який УМ має бойок, що переміщується в корпусі й наносить удар по ковадлу та цупко зв'язаний з прихопленою частиною колони. Розрізняють наступні види ударних механізмів [95–98].

1) УМ з вільним бойком, що наносить безперервно удари по ковадлу із силою, пропорційною власній масі. Такі УМ відомі як гідроударники або гідровібратори. Гідроударник — гідравлічна забойна бурильна машина, яку приводять в дію енергією потоку промивальної рідини, що нагнітають з поверхні насосом по колоні бурильних труб. Такий пристрій застосовують для буріння в породах середньої й високої міцності. Гідроударник відносять до машин прямої дії з клапанною системою розподілення рідини (рис. 21). Розгін ударника і удар його по ковадлу, цупко зв'язаному з БК, здійснюють потоком промивальної рідини, а повернення його у вихідне положення — пружиною, стиснутою при прямому ході. Довжина гідроударника 1,28–2,5 м (для колонкового буріння), маса 25–50 кг, енергія одиничного удару складає 8–70 Дж, частота 1100–3600 ударів/хв., перепад тиску 0,5–3,0 МПа. Гідроударник призначений для створення одиничних, спрямованих вгору, ударних навантажень при ліквідації аварій у свердловинах різного призначення, пов'язаних з прихопленням, викликаним сальникоутворенням або заклинюванням бурильних, обсадних, насосно-компресорних труб, елементів колон, випробувальних пластів, калібраторів, доліт, ловильного інструмента, фрезерів тощо.

УМ з вільним бойком генерує вібрації з частотою 25–50 Гц (рис. 22), що передаються до місця контакту труб з глиняною кіркою, сальником або шламом. Під дією вібрації відбувається розрідження середовища в зоні його контакту з інструментом, зменшу-

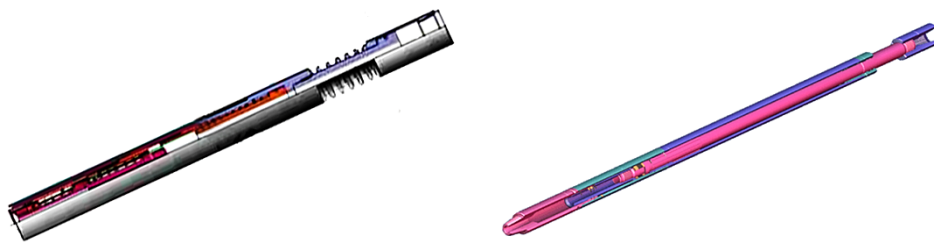


Рис. 21. Гідроударники.

Fig. 21. Hydraulic-hammerers.



Рис. 22. Гідровібратор.
Fig. 22. The hydraulic-vibrator.

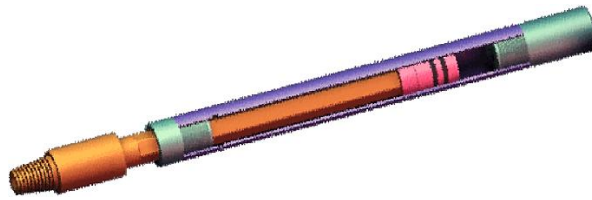


Рис. 23. Пристрій для ліквідації прихоплень.
Fig. 23. The device for sticking elimination.

ється його міцність на зсув, а як наслідок, зменшується опір переміщенню прихопленої колони [99, 100]. Та пристрої даного типу не знайшли широкого застосування.

2) Яси з бойком і приєднаною до нього масою у вигляді частини бурильної колони, на котрій УМ спускають до місця прихоплення.

Яси мають два різновиди: безперервної дії й одиничної. Механізми безперервної дії перебувають на стадії лабораторних розробок, а пристрої одиничної дії широко застосовують у нафтовій і газовій промисловостях: пристрій для ліквідації прихоплень (ПЛП, рис. 23), яс механічний (рис. 24, а), гідравлічний ударний механізм (ГУМ, рис. 24, б-г), збудник пружних коливань (ЗПК) [33–35, 37, 61, 67].

Всі ці механізми мають корпус, бойок, ковадло та пристрій, що захоплює і вивільняє, або замок. Бойок цупко зв'язаний з колоною труб, на яких спускають УМ, а корпус і ковадло з'єднують з прихопленими трубами. Замок у всіх перерахованих механізмах має різну конструкцію, але його призначення однакове: після зарядки замка створюються умови пружного поздовжнього деформування частини бурильної колони, а після розрядження замка вивільнений бойок разом з приєднаною масою вдаряє по ковадлу.

Яси — інструменти для нанесення сильних ударів по прихопленій компоновці БК [101]. Яси відомі досить давно, ще з тих часів, коли вони застосовувалися в ударно-канатному бурінні для поглиб-

лення свердловин і для ловильних робіт. Яси поділяють за цільовим призначенням на бурильні та ловильні, а за принципом дії — на механічні (рис. 24, *a*) та гідравлічні (рис. 24, *б-г*).

До компоновки БК також може бути поміщено прискорювач, який називають інтенсифікатором і бустером (рис. 25).

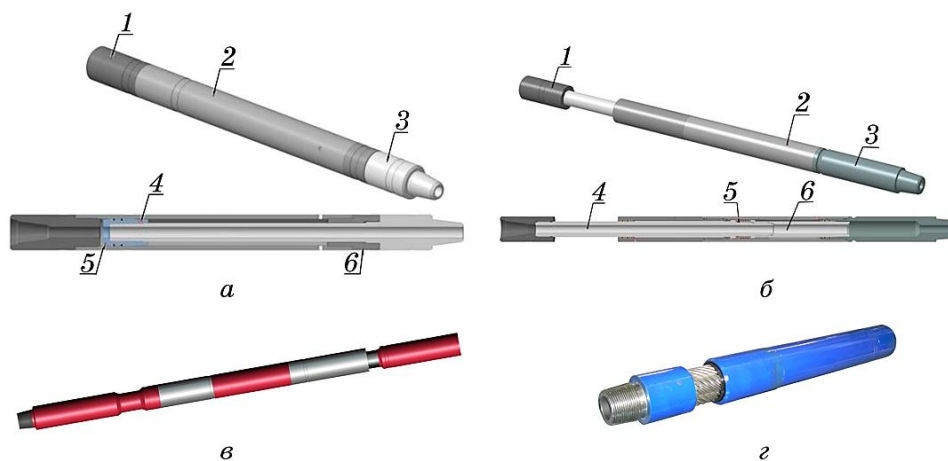


Рис. 24. Яс: *a* — механічний (1 — корпус верхній, 2 — корпус, 3 — шток, 4 — шпеник, 5 — хвостовик штока, 6 — корпус нижній); *б* — гідравлічний (1 — перевідник, 2 — корок, 3 — корпус, 4 — шток, 5 — поршень, 6 — хвостовик штока); *в* — гідравлічний з'єднанням у стик з накладками із буравленням, *г* — крутильний «Shock Turn».

Fig. 24. Jar: *a*—mechanical (1—upper body, 2—body, 3—stock, 4—pintle, 5—shank of stock, 6—bottom body); *б*—hydraulic (1—adapter, 2—cork, 3—body, 4—stock, 5—piston, 6—shank of stock); *в*—hydraulic—fishing-drilling, *г*—torsion 'Shock Turn'.

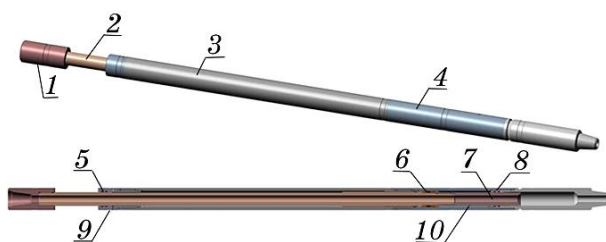


Рис. 25. Інтенсифікатор яса: 1 — перехідник, 2 — шток, 3 — корпус верхній, 4 — корпус нижній, 5 і 8 — ущільнювач штока, 6 — ущільнювач циліндра, 7 і 9 — заглушка, 10 — хвостовик штока.

Fig. 25. Jar intensifier: 1—joint, 2—stock, 3—upper body, 4—bottom body, 5 and 8—sealing rod, 6—cylinder seal, 7 and 9—plug, 10—shank of stock.

Механічний яс — телескопічний ударний інструмент механічної дії. Удар, що передається прихопленій компоновці БК, наноситься обтяженими бурильними трубами, які отримали значні передударні швидкості за рахунок пружних деформацій на шляху ходу яса.

Механічні яси також встановлюють над ловильними інструментами типу овершота або внутрішньої труболовки для їх вивільнення шляхом збивання вниз при сильному заклинюванні захоплювача. Нафтовики спускають вільну компоновку БК з вмонтованим механічним ясом, призначену для роботи внутрішньої труборізки. Таким чином, поки ловильна компоновка рухається у межах ходу яса, труборізка знаходиться лише під вагою аварійної компоновки нижче яса, що забезпечує її від перенавантаження.

Гідравлічний яс — вал з поршнем, що переміщається всередині гідравлічного герметизованого циліндра, розміщеного у кожусі яса. Циліндр має внутрішній канал змінного поперечного перерізу, заповнений мастилом. Поршень спочатку знаходиться в нижньому положенні у вузькій частині циліндра, де внаслідок невеликого кільцевого зазору його рух сповільнений. Манжети поршня мають особливу конструкцію, що дозволяє мастилу дуже повільно перетікати з порожнини над поршнем у порожнину під поршнем у той час, коли вал з поршнем рухається вгору під дією натягу вільної компоновки колони. Після проходження відстані, рівної приблизно половині ходу яса, поршень потрапляє у широку частину циліндра, опір руху миттєво зменшується, і поршень зі значною швидкістю вдаряється об верхній обмежувальний виступ кожуха.

Перевагою гідравлічного яса над механічним є можливість керувати силою удару за рахунок зміни натягу колони. Переважна більшість гідравлічних ясів ефективно працює за температур до 175°C і вище при використанні термостійких масел.

Механічні яси використовують для нанесення ударів зверху вниз, а гідравлічні — знизу вгору [102]. Прискорювач накопичує потенціальну енергію, яка перетворюється у кінетичну у разі спрацювання ударного механізму і приводить до прискорення руху ОБТ вгору. До того ж за рахунок запасу вільного ходу бустер гасить ударний імпульс, який розповсюджується вгору вздовж ОБТ. Якщо встановити прискорювач над ОБТ, з'являється можливість збільшити силу удару та розвантажити вільну компоновку БК і бурову установку. Бустер є гідроаккумулятором поршневого типу, циліндр якого заповнено стискуваним робочим агентом, нейтральним газом або силіконом. У випадку натягу вільної компоновки БК поршень прискорювача стискає у циліндрі робочий реагент і накопичує потенціальну енергію. А після спрацювання яса енергія бустера прискорює рух ОБТ вгору, збільшуючи ударний імпульс. Додатковою функцією прискорювача є гасіння ударних імпульсів, які негативно впливають на стан бурильних труб, за рахунок довжини ходу ва-

ла прискорювача.

Яси гідромеханічні (рис. 24, б) уможливають наносити удари вгору, вниз або вгору і вниз, тобто вони мають два режими роботи: механічний і гідравлічний. Ударно-вібраційні яси (рис. 24, в) призначені для вивільнення прихопленої БК осьовими ударами, спрямованими зверху вниз, або шляхом створення вібрацій.

Очевидно, що прихоплене у свердловині обладнання легше вилучити, якщо прикладати до нього не лише ударні зусилля, але й ударний крутний момент. Для цього було розроблено і запущено у виробництво крутильні яси «Shock Turn» (рис. 24, г), які уможливають прикладати до прихоплених ділянок крутні моменти за годинниковою стрілкою, проти годинникової стрілки, а також наносити удари вгору або вниз у різних комбінаціях.

Збудник пружних коливань призначений для ліквідації всіх видів прихоплень БК. Основний елемент ЗПК — гелікоїдна різьба, яка під дією пружних сил розщеплюється, і бойок, який знаходиться на штоку, наносить удари по ковадлу, що з'єднано з прихопленою БК. Кільцевий бойок вдаряє по виступу втулки і удар передається через перехідник прихопленому інструменту. ЗПК працює в режимі створення імпульсно-динамічної дії. Для створення ударів вгору ЗПК розміщують ближче до місця прихоплення, над яким встановлюють ОБТ великого діаметра довжиною до 75 м, а для нанесення ударів вниз — на віддалі у 500–1500 м вище місця прихоплення [48].

5.5. Гідроімпульсний спосіб ліквідації прихоплень

Гідроімпульсний спосіб (ГІС) застосовують для вивільнення інструмента, прихопленого внаслідок перепаду тиску, сальником, заклинюванням у жолобах і сторонніми предметами [103]. Спосіб не вимагає тривалої підготовки і його застосування може бути достатньо швидким.

Даний механізм ліквідації прихоплення реалізується шляхом розвантаження колони труб різким зняттям попередньо створених напружень розтягу в матеріалі труб і напружень стискання рідини, що знаходиться всередині труб. При цьому виникає перепад тиску:

$$\Delta p = (\rho_1 - \rho_2)gH, \quad (26)$$

де ρ_1, ρ_2 — густини рідин зовні та всередині бурильних труб [кг/м³], H — глибина занурювання розділення рідин у БК.

Верхній кінець бурильних труб обладнано нагнітальною голівкою з кранами високого тиску на відповідних патрубках, засувом та діафрагмою [104]. Колону повністю або частково розвантажують і підвішують на таях. У бурильну колону закачують рідину: воду,

нафту, дизельне паливо, або газ, при цьому густина бурового розчину в затрубному просторі має бути не меншою за 1350 кг/м^3 . Висоту стовпа $h_{\text{рід}}$ такої рідини розраховують за формулою:

$$h_{\text{рід}} = \frac{(\rho_1 g L_{\text{св}} - p_{\text{пл}})(F_1 + F_2 - \rho_2 F_2 / \rho_1)}{F_1(\rho_1 - \rho_2) g}, \quad (27)$$

де $L_{\text{св}}$ — глибина свердловини, $p_{\text{пл}}$ — пластовий тиск у свердловині, F_1, F_2 — площі поперечного перерізу всередині та ззовні труби відповідно.

Перепад тиску (15) на гирлі свердловини обмежений міцністю бурових труб на розрив за Барлоу [67]:

$$\Delta p \leq 0,8(\sigma_{\text{пл}} - g\rho_1 L), \quad \Delta p \leq 1,52 \sigma_{\text{пл}} \delta / d_{\text{пр}}, \quad (28)$$

де l — довжина неприхопленої частини БК, δ — товщина стінки, $d_{\text{пр}}$ — зовнішній діаметр прихопленої бурової труби.

У випадку розривання діяфрагми тиск в колоні різко знижується, труби починають переміщатися через зниження напружень розтягу, а також перетікання бурового розчину із затрубного простору в труби з більшою початковою швидкістю та короткочасне зниження перепаду тиску внаслідок зниження рівня розчину в затрубному просторі [105–107]. У випадку відновлення розходжування інструмент можна звільнити після проведення 1–5 імпульсів [108].

Обмеження для застосування ГС наступні: негерметичність бурової колони; наявність у відкритому стовбурі слабозцементованих порід, схильних до обвалів; густина бурового розчину менше 1350 кг/м^3 ; шламоутворення у забої з можливим закупорюванням промивних каналів бурових доліт і припиненням циркуляції.

5.6. Ліквідація прихоплень гідровібруванням колони труб

Гідровібрування не є самостійним способом ліквідації прихоплень і застосовується у поєднанні з розходжуванням колони і встановленням рідинних ванн [109–111]. Коливальні хвилі гідравлічного каналу передаються колоні труб, разом з тим вібрування труб викликає виділення вільної води в зоні контакту труби і фільтраційної кірки, тим самим це призводить до зниження коефіцієнта тертя і порушення контакту труб зі стінками свердловини [112].

Режиму гідровібрування досягають короткотривалим відключенням компенсаторів бурових насосів і залишенням у насосі у робочому стані одного нагнітального й одного всмоктувального клапанів [113–115]. Такий спосіб ліквідації прихоплень БК можна досягнути при використанні гідровібраторів (рис. 22), які спускають на бурових трубах і встановлюють поблизу місця прихоплення [116].

5.7. Відновлення циркуляції та промивання свердловини

Важливе значення при виникненні прихоплення відіграє стан технології промивання свердловини і наявність у буровому розчині змащувальних додатків.

Для очищення забою від осипань твердих тіл при ліквідації аварій доцільно використовувати магнетний фрезер або вибійний фрезер зі шламоуловлювачем (рис. 26) [33]. Принцип дії шламоуловлювачів ґрунтується на здатності створювати високі швидкості, потрібні для піднімання частинок породи. Швидкість потоку у кільцевому просторі залежить від густини, середніх розмірів і форми цих часток згідно табл. 3.

Імплозійний металошламоуловлювач призначений для: очищення забою свердловини від сторонніх предметів, у тому числі немагнетних, масою до 20 кг; очищення «голови» прихопленого інструменту після фрезерування (рис. 26, а).

Принцип дії струменевого металошламоуловлювача (рис. 26, б) ґрунтується на створенні за допомогою струменевого насосу руху бурового розчину всередині уловлювача від забою вгору. Обломки зруйнованих у свердловині металевих об'єктів і окремих елементів породоруйнівних інструментів (доліт, фрезерів), які знаходяться на

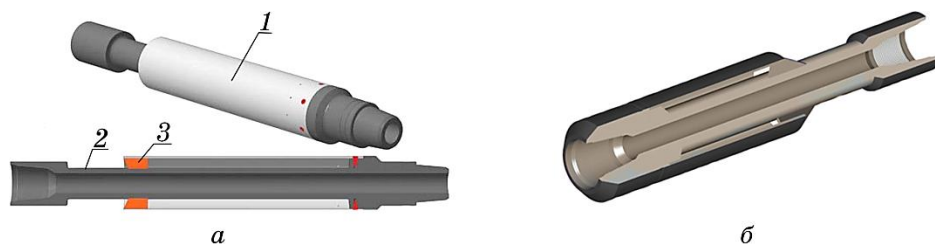


Рис. 26. Шламоуловлювач: а — металевий (1 — кожух, 2 — корпус, 3 — центратор), б — струменевий.

Fig. 26. Fishing tool: а—metallic (1—casing, 2—body, 3—centralizer), б—inkjet.

ТАБЛИЦЯ 3. Фізичні характеристики породи.

TABLE 3. Physical characteristics of the rock.

Порода	Густина, кг/м ³	Середній розмір, мм	Швидкість потоку, м/с
гірська порода	2000–2500	40–45	2,75–3,5
залізо	7850–8000	18–24	3,7–5,5
оливо	11300–11400	20	5,5–7,0

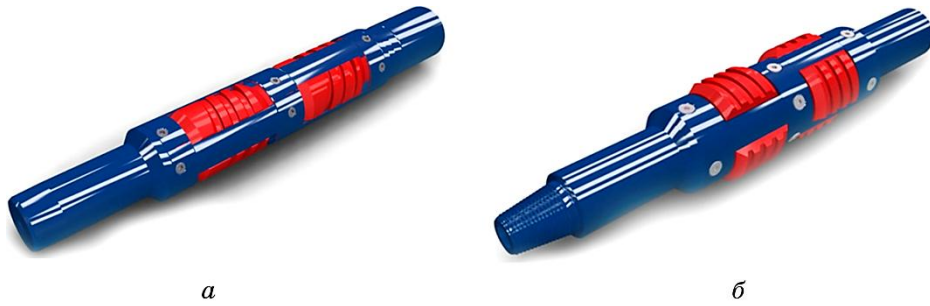


Рис. 27. Скребок: *a* — механічний, *б* — гідравлічний.

Fig. 27. Scraper: *a*—mechanical, *б*—hydraulic.

забої свердловини, захоплюються висхідним потоком і їх піднімають. У приймальній камері струменевого насосу тиск і швидкість рідини різко знижують.

Скребок механічний (рис. 27, *a*) призначений для очищення від продуктів корозії, парафіну, цементної кірки, залишків перфорації, а гідравлічний (рис. 27, *б*) — для видалення відкладень, забруднень і задирок з внутрішньої поверхні обсадних колон нафтових і газових свердловин.

5.8. Ліквідація прихоплень обсадних колон

У разі виникнення прихоплень необхідно негайно відновити інтенсивну циркуляцію бурового розчину з розходжуванням колони. Розходжування доцільно проводити плавно, без різких посадок із зусиллями натягу на 50–100 кН більшим за власну вагу колони [62]. Розвантаження обсадних колон не повинно перевищувати: 150 кН для колон діаметром 146–219 мм, 200 кН для колон діаметром 273–325 мм. Якщо проведені засоби не змогли вивільнити труби протягом 1–2 годин, то необхідно застосувати інші способи ліквідації прихоплень. Якщо свердловина повністю або частково виконала цільове призначення, а також у випадку можливості експлуатації свердловини з обладнанням меншого розміру за діаметром, розглядають можливість цементування обсадної колони в місці зупинки.

Якщо обсадну колону було спущено до забою, то необхідним заходом для її звільнення є визначення інтервалу прихоплення і встановлення рідинної ванни (нафтової або кислотної). Якщо у прихопленій колоні втрачено циркуляцію бурового розчину, то насамперед намагаються її поновити: над стоп-кільцем прострілюють 15–20 отворів, через які намагаються промити стовбур свердловини; у випадку невдачі за допомогою визначника прихоплення або акустичного цементовимірювача (рис. 15) визначають інтервал

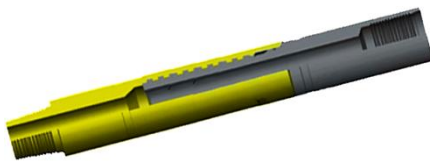


Рис. 28. Безпечний перехідник.

Fig. 28. Cement bond log.

прихоплення, над його верхньою границею прострілюють 15–20 отворів для відновлення циркуляції.

У випадку невдачі обсадну колону цементують у даному положенні або витягають вільну частину із свердловини, при цьому обрізають труби труборізкою [117]. Далі або цементують із забурюванням другого стовбура, або піднімають прихоплені труби по частинам.

У випадку посадки колони в шлам, коли частину труб забивають шламом, необхідно колону підняти над забоем і відновити циркуляцію при малій подачі бурового розчину. Якщо труби прихопило, то також спочатку необхідно відновити циркуляцію з поступовим збільшенням подачі розчину і розходжуванням колони. У випадку втрати циркуляції роблять послідовні спроби її поновити, для чого перфорують колону над стоп-кільцем, щоб промити низ колони.

Безпечний перехідник (рис. 28) дозволяє швидко звільнити бурильну колону у випадку прихоплення, залишивши мінімум труби у свердловині, таким чином скоротивши об'єм ловильних робіт або робіт з нарізки нового стовбура. Безпечний перехідник має просту конструкцію, що усуває потребу в тривалих процедурах роз'єднання [118]. Вмонтований в колоні безпечний перехідник стійкий до вібрації, великих осьових навантажень і обертових моментів.

Домкрат гідравлічний глибинний типу ГІД (рис. 29) призначений для ліквідації прихоплень бурильного інструменту в обсаджених свердловинах з колонами діаметром у 140, 146, 168 і 219 мм. Пристрій гідродударний призначено для руйнування щільних зцементованих ділянок піщано-глиняних пробок на забої свердловини шляхом гідродинамічної й ударної дії на піщано-глиняну пробку в імпульсному режимі подачі робочої рідини у процесі проведення ремонту свердловини.

Конструкція гідродомкрата дозволяє прикладати значні осьові зусилля до «голови» прихопленого об'єкта. Особливістю домкрата глибинного гідравлічного є те, що його конструкція передбачає безпосереднє з'єднання стовбура домкрата з ловильною колоною і з прихопленим інструментом, що дозволяє: передавати на прихоплений об'єкт зусилля, яке розвиває домкрат, та осьове зусилля від вантажопідйомної установки через ловильну колону; здійснювати

контроль з поверхні за рухом прихопленого об'єкта у процесі його вивільнення; при спущеному у свердловину домкраті проводити операції по з'єднанню і вивільненню ловильного інструменту; при спущеному у свердловину домкраті проводити операції по з'єднанню і вивільненню ловильного інструменту від прихопленого об'єкта як у вертикальних, так і у похилих свердловинах.

Гідродомкрат може працювати у похилих свердловинах з інтенсивністю набору кривини до 2° на 10 метрів.

5.9. Ловильні інструменти

Для ліквідації аварій використовують спеціальні ловильні інструменти: овершот, шліпс, колокол, штангоголовка, мітчик, піка, фрезер, пакер, павук, трубовловлювач, відвідний гак, вудка, труборізка, скрепер, магнетний вловлювач [119, 120]. Однак найкраще попередити аварії, строго дотримуючись правил експлуатації обладнання, своєчасно здійснюючи його дефектоскопію, профілактику та заміну.

Овершоти призначені для захоплення за зовнішню циліндричну

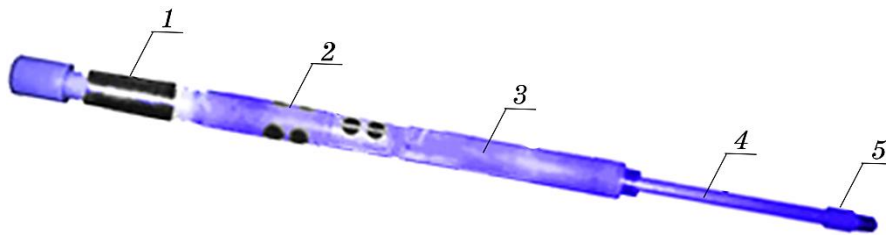


Рис. 29. Домкрат гідравлічний: 1 — цанговий вузол, 2 — кітвя, 3 — циліндри, 4 — шток, 5 — перехідник.

Fig. 29. Hydraulic jack: 1—collect unit, 2—anchor, 3—cylinders, 4—stock, 5—joint.

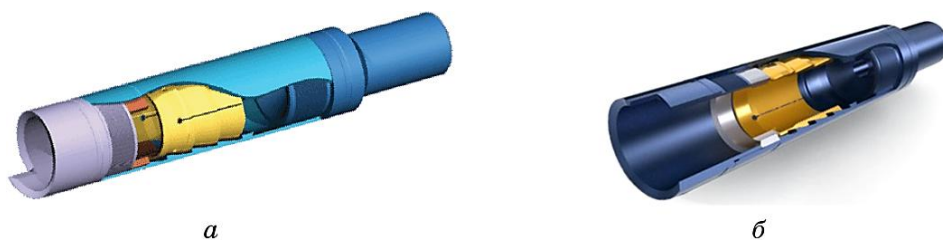


Рис. 30. Овершоти.

Fig. 30. Overshots.

поверхню і вилучення елементів трубних колон (рис. 30, *а*), насосних штанг (рис. 30, *б*) при проведенні ловильних робіт у свердловинах різного призначення.

Колокол ловильний використовують для виймання аварійних бурильних труб за нарізану ним на трубі або замку зовнішню різьбу. Колокол застосовують для свердловин великих діаметрів (76–132 мм) і у випадку неможливості скористатися мітчиком, наприклад, при клиновому або спіральному зламі труби.

Колоколи ловильні типів ЛК і К (рис. 31, *а*) та набірні типу КН (рис. 31, *б*) призначені для захоплення шляхом нагвинчування, гладкі типу ЛКГ (рис. 31, *в*) — запресовування, а типу СЛК (рис. 31, *г*) — запресовування на зовнішню поверхню і вилучення циліндричних елементів колони при проведенні ловильних робіт у свердловинах різного призначення. Колоколи типів ЛКС і КС (рис. 31, *д*) використовують, зазвичай, у комплекті з обсадною або обмивальною трубою, що дозволяє пропустити непридатну для захоплення верхню частину аварійної труби через колокол і проводити захоплення за муфту або замок.

Штангоголовка плашкова ШП (рис. 32, *а*) і овершот-штангоголовка ОШ (рис. 32, *б*) призначені для захоплення за зовнішню циліндричну поверхню та вилучення елементів трубних колон, насамперед насосних штанг при проведенні ловильних робіт у свердловинах. Штангоголовка типу ШМ (рис. 32, *в*) призначена для захоплення за висаджену частину або муфту насосних штанг та їх вилучення.

Мітчики ловильні використовують для виймання бурильних ко-

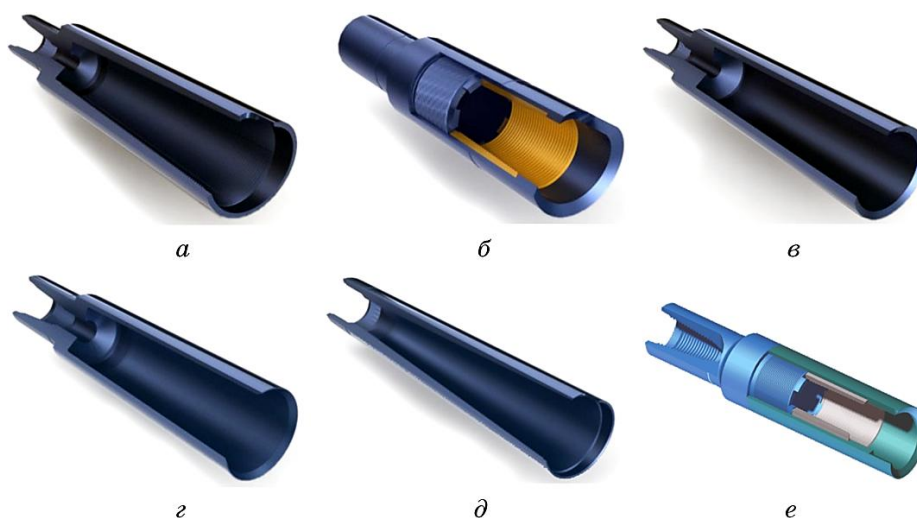


Рис. 31. Колоколи ловильні.

Fig. 31. The bells socket.

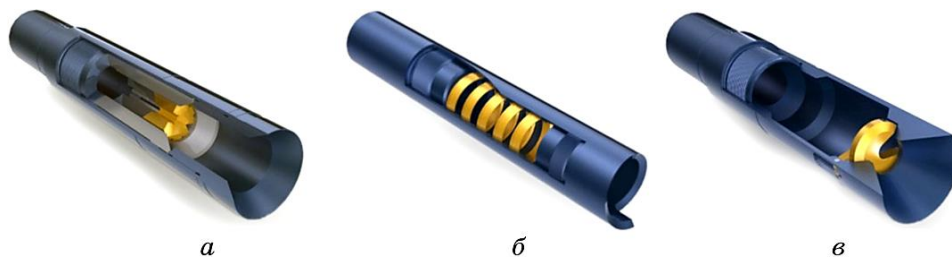


Рис. 32. Штангоголовки.
Fig. 32. The sucker-rod heads.

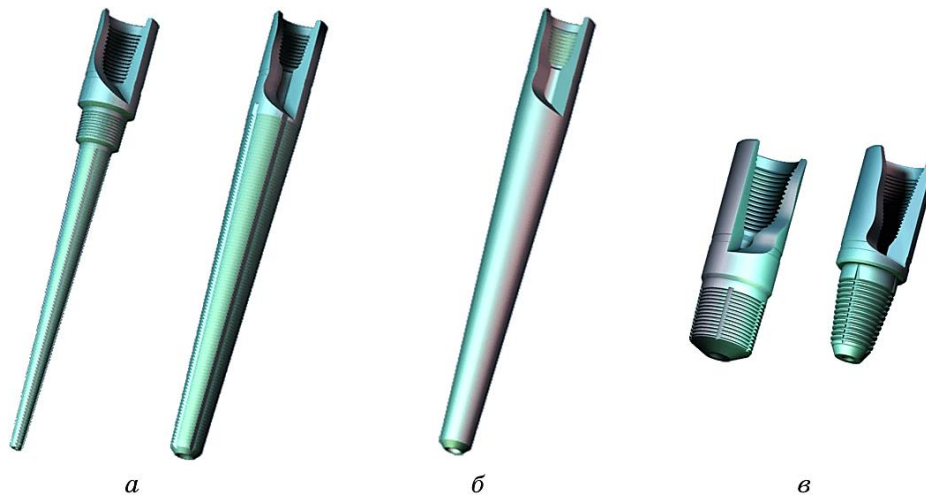


Рис. 33. Мітчики.
Fig. 33. The taps.

лонкових і обсадних труб шляхом з'єднання з аварійним кінцем труби за нарізану ним різьбу. Для цього на конусній поверхні (1:8) мітчика є гострокутна різьба.

Мітчик-коронка призначена для виймання із свердловини колонкової труби алмазного розширювача або алмазної коронки з одночасним розбурюванням керна, що знаходиться всередині.

Мітчики ловильні типів ЛМ і МБУ (рис. 33, а) призначені для захоплення шляхом вгвинчування, типу ЛМГ (рис. 33, б) — запресовування у внутрішню поверхню і вилучення трубчатих елементів колон при проведенні ловильних робіт у свердловинах різного призначення. Мітчики ловильні спеціальних типів МЕС і МСЗ (рис. 33, в) призначені для захоплення шляхом вгвинчування у різьбу муфт і замків бурильних труб та їх вилучення при проведен-

ні ловильних робіт у свердловинах різного призначення.

Піка ловильна слугує для виймання бурильної колони керноприймачів, що знімаються. У випадку спускання її на лівій колоні можливе попереднє розгвинчування колони. Крім того піку можна використовувати для вивертання зламаного різьбового кінця труби. Піка має форму чотиригранної зрізаної піраміди із заокругленими гранями. Для виймання аварійної колони труб її опускають у свердловину на трубах і плавно заловлюють у трубу без обертання.

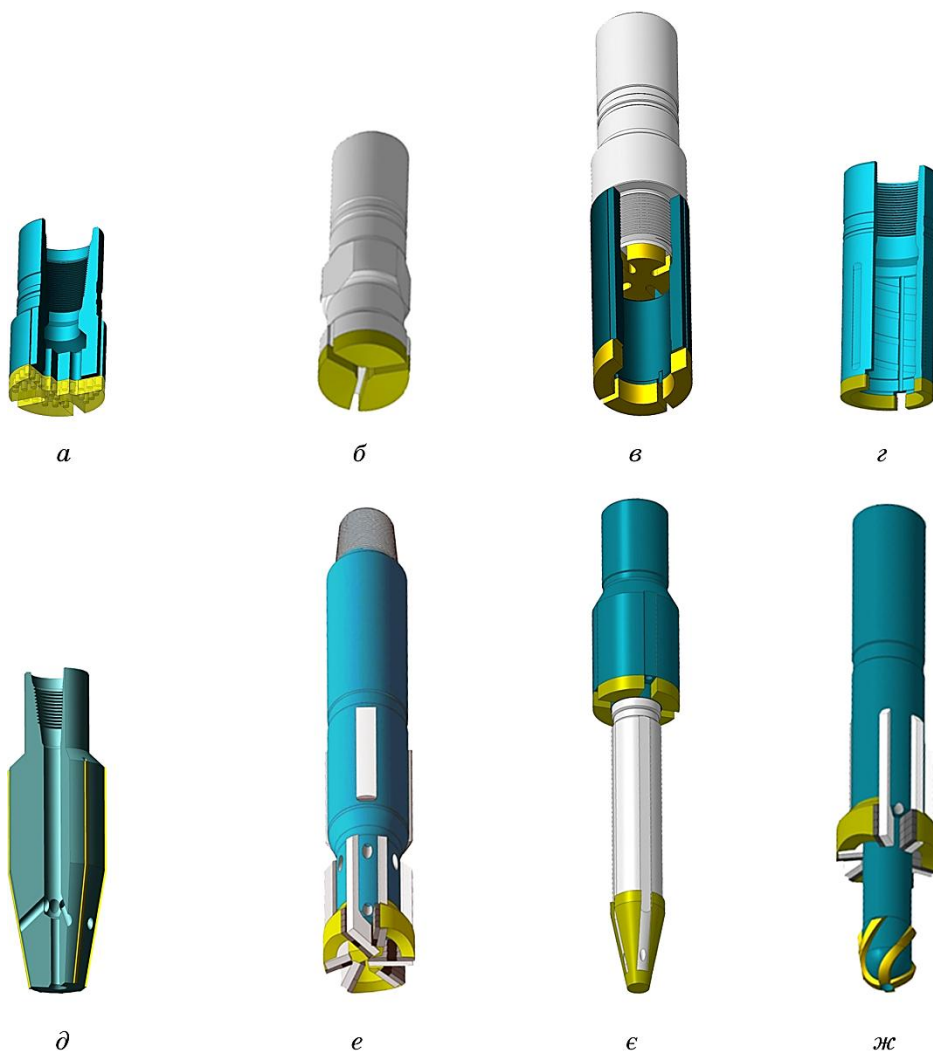


Рис. 34. Фрезери.

Fig. 34. The milling bits.

Фрезери забійні типу ФЗ (рис. 34, *а-в*) призначені для фрезерування металічних предметів або цементу в обсаджених і не обсаджених стовбурах експлуатаційних і бурових свердловин. Фрезер забійний складається з циліндричного корпусу, нижній кінець якого армований твердостопним композиційним матеріалом, що має вигляд твердостопної крихти, що уможливорює у процесі різання забезпечувати контакт гострих кромки твердого стопу з поверхнею, яку фрезерують. В армованому шарі передбачено промивальні канали, по котрих промивальна рідина поступає безпосередньо в зону різання. Таким чином, забезпечується рівномірне охолодження ріжучої зони і видалення з неї стружки. Верхній кінець фрезера обладнаний приєднаною замковою різьбою.

Фрезери спіральні-різальні кільцеві типу ФК (рис. 34, *г*) призначені для фрезерування прихоплених бурильних і насосно-компресорних труб в обсаджених свердловинах. Фрезери виготовляють з лівою та правою різьбою.

Фрезери колонні конусні типу ФКК (рис. 34, *д*) застосовують для фрезерування пошкоджених ділянок обсаджених колон. Фрезери виготовляють з боковими і центральними промивальними отворами. Фрезери торцеві Barracuda Junk Mill і Barracuda Stabilized Junk Mill (рис. 34, *е*) призначені для фрезерування секцій зацементованих обсаджених труб, труб бурильних, насосно-компресорних, або хвостовиків. Вибір конструктивного виконання фрезера для комплектації колони залежить від умов роботи.

Фрезери пілотні типу ФП (рис. 34, *є і ж*) призначені для фрезерування бурильних і насосно-компресорних труб, муфт, замків, хвостовиків, пакерів при проведенні ремонтно-відновлювальних робіт у нафтових, газових і геологорозвідувальних свердловинах.

Пакер — пристрій, призначений для щільного розділення гумовим елементом окремих ділянок стовбура свердловини (перекриття і роз'єднання пластів) під час здійснення ремонтно-ізоляційних робіт або експлуатації свердловини (рис. 35). Пакер опускають у свердловину на насосно-компресорних або бурильних трубах.

За допомогою пакера можна здійснити такі операції: пошук інтервалів порушень герметичності в обсаджених колонах свердловин методом опресування між ущільнювальними вузлами пакера і вище верхнього ущільнювального вузла до гирла; визначення якості ремонтно-відновлювальних робіт у негерметичних обсаджених колонах методом одноразового опресування колон локально в інтервалі ремонту або в інтервалі довільного розміру по всій довжині колони чи якоїсь її частини; встановлення металевих негофрованих пластирів на внутрішню поверхню негерметичних обсаджених труб або для відключення пластів.

Механічний пакер (рис. 35, *а-г*) складається із верхнього та нижнього ущільнювальних вузлів і клапанного вузла та призначений

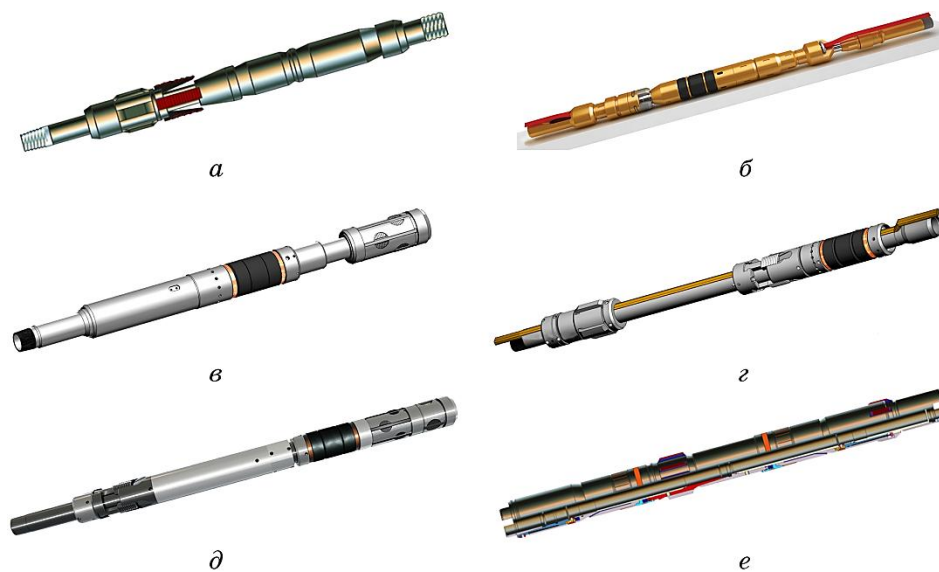


Рис. 35. Пакери: *a–г* — механічні, *д і е* — гідравлічні.
Fig. 35. The packers: *a–г*—mechanical, *д* and *е*—hydraulic.



Рис. 36. Пакери вибухові.
Fig. 36. The explosive packers.

для герметичного розділення стовбура свердловини на відокремлені частини шляхом піднімання колони труб догори, гідравлічний пакер — шляхом створення у порожнині труб високого тиску нагнітанням рідини (рис. 35, *д–е*).

Принцип дії вибухового пакера (рис. 36) базується на енергії вибуху порохового заряду. Вибуховий пакер створює в стовбурі герметичну пробку, яка витримує перепад тиску до 30 МПа. Найпоширеніший вибуховий пакер — порожнистий циліндр з алюмінієвих стопів, який при спрацюванні порохового заряду деформується і запресовується в обсадну трубу. Розрізняють такі види вибухових пакерів: кільцеві — корпус яких запресовується в обсадну колону (застосовують для ізоляції проміжного обводненого пласта, зберігаючи в експлуатації нижній горизонт); шліпсові — зчеплення з колоною здійснюється за допомогою шліпсів (використовують для

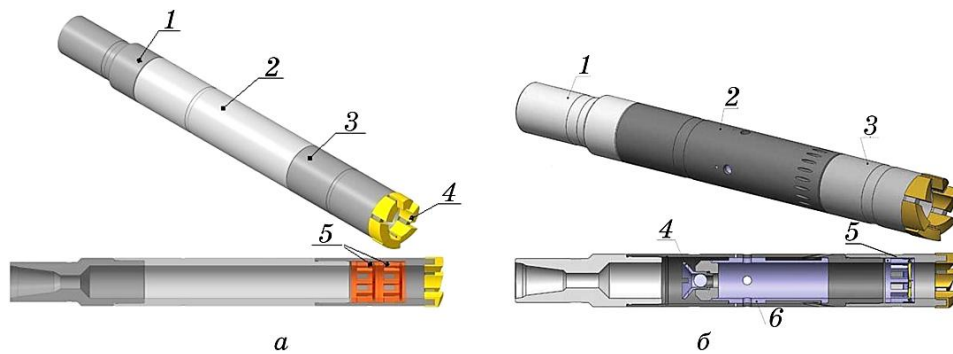


Рис. 37. Павук: *a* — механічний (1 — перехідник, 2 — корпус, 3 — кільцева фреза, 4 — наварювання, 5 — уловлювач), *б* — гідравлічний (1 — перехідник, 2 — корпус, 3 — кільцева фреза, 4 — наварювання, 5 — кульовий хлипак, 6 — вкладень).

Fig. 37. The spiders: *a*—mechanical (1—bushing, 2—body, 3—ring cutter, 4—facing, 5—catcher), *б*—hydraulic (1—bushing, 2—body, 3—ring cutter, 4—facing, 5—ball plug, 6—fusible plug).

робіт на великих глибинах в умовах підвищеного тиску до 150 МПа і температури до 200°C); парасолькові — розкриваються після опускання у свердловину і герметизуються цементом із желонки.

Павуки механічні (рис. 37, *a*) та гідравлічні зі зворотною циркуляцією (рис. 37, *б*) призначені для вилучення металевих уламків (шарошок і підшипників доліт, зламаних плашок, шматків тросу і кабелю, уламків металу після фрезерних робіт), що знаходяться на забої свердловини (рис. 37, *б*). Павуки використовують у свердловинах діаметром 140, 161, 214, 243, 269, 295, 320 мм. Павук для роботи у свердловині діаметром у 320 мм можна застосовувати у свердловинах діаметром 346, 394, 445 і 490 мм, а павуки менших діаметрів — у свердловинах більшого діаметра.

Трубовловлювач — ловильний інструмент, призначений для захоплення і вловлювання повністю або частинами труб, що впали у свердловину, за їх зовнішню або внутрішню поверхню під час буріння й капітального ремонту свердловини.

Незвільнювальні трубовловлювачі (рис. 38, *a*) та звільнювальні трубовловлювачі (рис. 38, *б*) механічної дії плашкового типу призначені для захоплення за внутрішню поверхню насосно-компресорних труб і вилучення їх повністю або частинами.

Звільняючий трубовловлювач (рис. 38, *в*) цангового типу призначений для захоплення за внутрішню поверхню аварійних обсадних труб і вилучення їх повністю або частинами, а трубовловлювач ТЛВС спірального типу (рис. 38, *г*) — аварійних насосно-компресорних труб і нафтогазопромислового обладнання із свердловини.

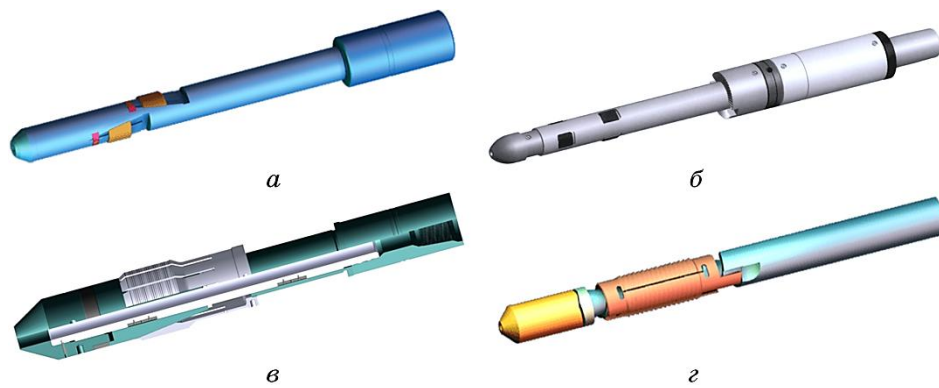


Рис. 38. Трубовловлювачі внутрішні.
Fig. 38. The internal drill pipe spears.

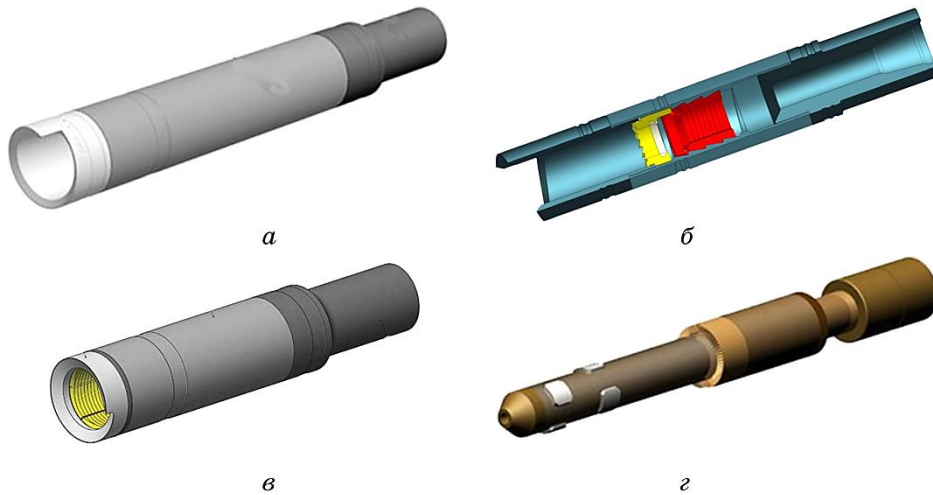


Рис. 39. Трубовловлювачі зовнішні.
Fig. 39. The external drill pipe spears.

Звільняючий трубовловлювач з цанговим захоплювачем (рис. 39, *a*) призначений для захоплення за зовнішню циліндричну поверхню і вилучення елементів трубних колон при проведенні ловильних робіт у свердловині, а зі спіральним захоплювачем (рис. 39, *б*) — аварійних насосно-компресорних труб і нафтопромислового обладнання із свердловини.

Трубовловлювач складається з циліндричного корпусу з гвинтовою нарізкою, на якому встановлено цанговий захоплювач із зубчатою нарізкою на зовнішній поверхні. На нижньому кінці корпусу

закріплено наконечник з розчіпним кулачком. Конструкція труболовки забезпечує вивільнення аварійного об'єкта при неможливості звільнення його, а також циркуляцію промивальної рідини при проведенні аварійних робіт. До верхньої частини корпусу труболовлювача прикріплено перехідник для з'єднання з колоною бурильних труб, а до нижньої — заводний зуб. Корпус має внутрішні спіральні похилі робочі поверхні, по яким переміщається цанговий захоплювач з аналогічними спіральними завитками по зовнішній поверхні. Цанговий захоплювач використовують в комплекті з фрезером, гумовим ущільнювачем і ущільнювальним кільцем.

У випадку спускання у свердловину труболовлювача, зібраного зі спіральним захоплювачем, ловильний об'єкт входить у корпус. Верхній кінець обломленої труби захоплюють труболовлювачем і він розширюється у радіальному напрямку, проходить через ущільнену манжету і впирається в перехідник. Таким чином, спіральний захоплювач по периметру охоплює об'єкт, який ловлять, за зовнішню поверхню. При підніманні інструмента спіральний труболовлювач, що рухається вниз по конусній гвинтовій нарізці, проникає різьбою у ловильний об'єкт і здійснює його захоплення.

Звільняючий труболовлювач з коротким захоплювачем (рис. 39, *в*) для великих навантажень призначений для захоплення за зовнішню циліндричну поверхню і вивільнення елементів трубних колон, а також для насосних штанг при проведенні ловильних робіт у нафтових, газових і геологорозвідувальних свердловинах (рис. 39, *з*).

Відвідний гак використовують для відхилення від осі свердловини кінця аварійної бурильної труби, що потрапив у каверну або у виїмку стінки свердловини. У верхній частині корпусу гака іноді розміщують мітчик або колокол. Гак спускають у свердловину на трубах, заводять нижче обірваного кінця труби і обертанням вправо лезом гака виводять трубу на положення по осі свердловини. Спустивши гак нижче, накривають кінець труби колоколом або мітчиком.

Вудки типу *В* (рис. 40, *а*), суцільнометалеві типу *ВЦ* (рис. 40, *б*), шарнірні типу *ВШ* (рис. 40, *в*), пір'яні типу *ВП* (рис. 40, *г*) та спіральні типу *ВС* (рис. 40, *д*) призначені для захоплення і вилучення кабелів, каротажних кабелів, канатів і дроту при проведенні ловильних робіт у свердловинах різного призначення.

Труборізки (рис. 41) призначені для відрізання частини колони бурильних або насосно-компресорних труб і підняття її на поверхню при проведенні ремонтно-відновлювальних робіт у процесі підземного та капітального ремонту свердловин.

Внутрішню труборізку механічного типу після механічної фіксації притискають до БК і, здійснюючи обертальні рухи, бурильну трубу обрізають. Внутрішню труборізку гідравлічного типу (рис. 41, *а*) приводять в дію циркуляцією бурильного навантажен-

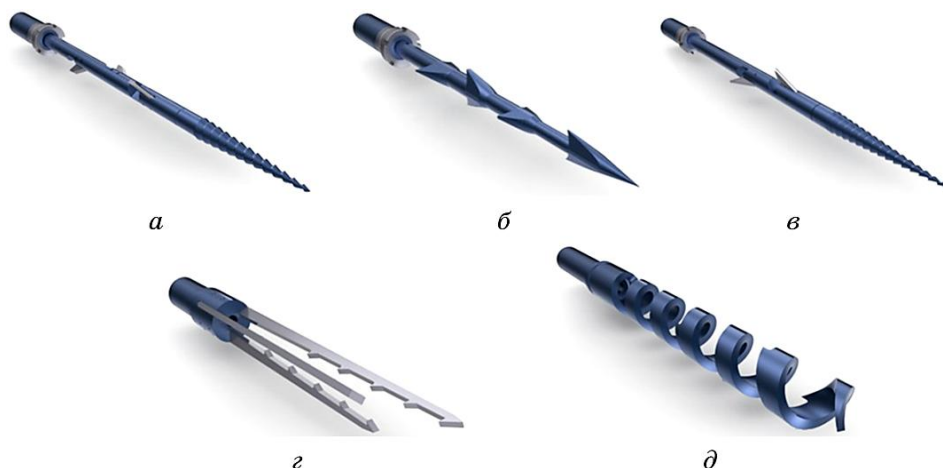
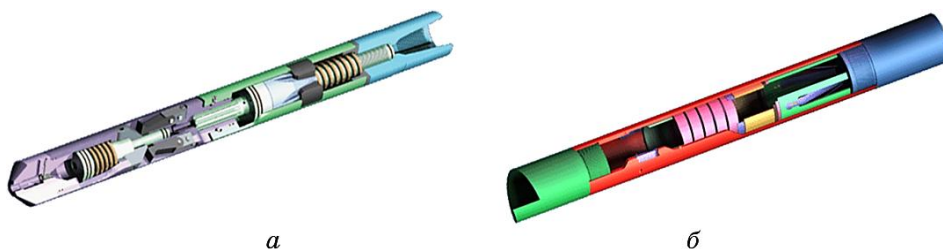


Рис. 40. Вудки.

Fig. 40. The angels.

Рис. 41. Труборізка: *a* — внутрішня гідравлічного типу, *б* — зовнішня механічного типу.Fig. 41. The casing cutter: *a*—hydraulic internal, *б*—mechanic external.

ня. Труборізкою з гідравлічним приводом порівняно з механічним приводом керувати простіше, і працює вона стабільніше.

Зовнішню труборізку механічного типу (рис. 41, *б*) використовують з промивальною трубою для зовнішнього обрізання бурильних і обсадних труб. Її обладнано автоматичною пружинною подачею.

Для піднімання частини відрізаних труб разом з труборізкою використовують захоплювач (рис. 42).

Магнетні витягачі (рис. 43) призначені для витягування із свердловини предметів, що мають феромагнетні властивості.

Магнетні витягачі типу МВ (рис. 43, *а*) і кільцеві типу МВК (рис. 43, *в*) призначені для витягування із свердловини дрібних предметів, типу МВП (рис. 43, *б*) із зворотнім промиванням — різних уламків: шарошкових бурових доліт, підшипників, зламаних

плашок, обломків обірваних бурильних труб внаслідок скручування, фрезерної стружки, а свердловинний типу МВС (рис. 43, *д*) — сторонніх предметів. Магнет для збирання стружки типу МВЗС (рис. 43, *з*) призначений для видалення з потоку промивальної рідини металеві стружки під час процесу фрезерування.

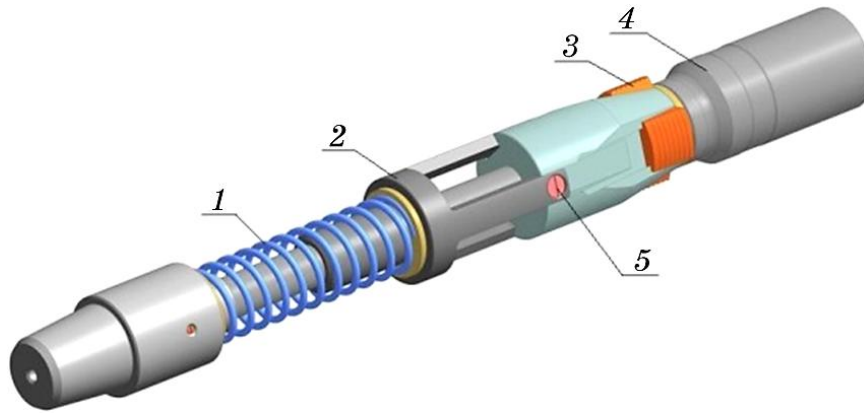


Рис. 42. Захоплювач з механічною труборізкою: 1 — пружина, 2 — штовхач, 3 — плашка, 4 — вал, 5 — гвинт.

Fig. 42. The grab with mechanical casing cutter: 1—spring, 2—pusher, 3—die, 4—shaft, 5—bolt.

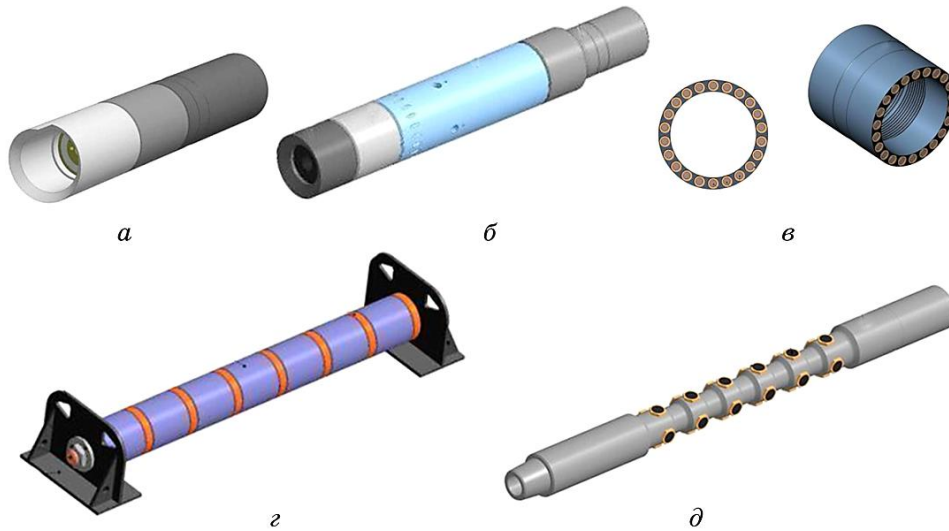


Рис. 43. Магнетні витягачі.

Fig. 43. The magnetic withdrawing devices.

6. МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ПРОЦЕСІВ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХОПЛЕНЬ БУРИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТУ МЕХАНІЧНИМИ СПОСОБАМИ

6.1. Математичний модель динаміки бурильної колони

Динамічні моделі механічних систем: «бурова вежа — вільна частина БК — ударний механізм — прихоплена частина БК», «бурова вежа — вільна частина БК — вібраційний пристрій — прихоплена частина БК», що використовують для ліквідації прихоплень бурильної колони, є важливим елементом при дослідженні процесу їхньої роботи, однак на сьогодні публікацій щодо вивчення режимів роботи таких систем недостатньо. Переважну більшість робіт присвячено математичному моделюванню або окремих елементів бурової вежі, або спрощеним еквівалентним моделям, які ще недостатньо точно враховують конструктивні параметри БК.

Ефективність ліквідації прихоплень бурильного інструменту залежить від точності опису сил тиску породи на бурильні труби, а також виникаючих сил тертя, що перешкоджають руху БК. Доцільність складання аналітичного моделю сил притискання породою бурильної колони пов'язана не лише з впливом на неї потужних коливань процесів, а й з обмеженим числом експериментальних (статистичних) даних, що спричинено труднощами вимірювання та ідентифікації. Це викликано різноманітністю засобів реєстрації і методик аналізу, оскільки одержані результати настільки взаємопов'язані, що не підлягають узагальненню.

При вивченні динаміки вивільнення металевого компонування БК доводиться розглядати поздовжні, крутильні та поперечні коливання. Усі три види коливань не є відокремленими, що ускладнює розв'язання й аналізу одержаних результатів, оскільки розв'язання потребує написання великої кількості крайових умов і вихідних даних, що вимагає значного обсягу обчислювальних робіт.

Поздовжні коливання прихопленої механічної системи колони бурильних труб аналітично описуються моделлю, що складається із зосереджених точкових мас [121], напівнескінчених або нескінчених однорозмірних стрижнів [122–126], багатовимірних стрижнів [127, 129, 131–133] за різних умов закріплення кінців компонування. Найчастіше поздовжні коливання ділянки колони бурильних труб описують [128, 130, 134–138] хвильовими диференціальними рівняннями другого порядку:

$$\frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial t^2} + 2h \frac{\partial u(x, t)}{\partial t} - a^2 \frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial x^2} = g(x, t), \quad (29)$$

де u — пружне зміщення [м], x — координата перерізу [м], h — кое-

фіцієнт опору $[c^{-1}]$, $a = (E/\rho)^{1/2}$, E , ρ — модуль пружности $[Н/с^2]$ та густина матеріялу труби $[кг/с^3]$, $g(x, t) = p(x, t)/(\rho F)$, $p(x, t)$ — інтенсивність зовнішнього навантаження $[Н/м]$, F — площа поперечного перерізу труби $[м^2]$. Якщо в рівнянні (23) прийняти $h = 0$, то силами в'язкого тертя нехтують [129, 130, 139].

Оскільки залежно від вибору способу ліквідації прихоплення БК використовують різні розрахункові схеми, то і крайові умови набувають відмінного вигляду [140–148]. Найпоширеніші варіанти закріплення верху бурильної колони зображено на рис. 44.

Спроби записати крайові умови, що описують закріплення верху бурильної колони при поздовжніх коливаннях, реалізовано цілою низкою авторів.

На рисунку 44, а зображено вільний кінець бурильної колони, крайову умову для якого описано О. В. Воїновим, М. Г. Ескіним [150], Р. М. Ейгелесом, Р. В. Стрекаловою [151]:

$$\frac{\partial u(0, t)}{\partial x} = 0, \tag{30}$$

де $u(0, t)$ — зміщення $[м]$ поперечного перерізу бурильної колони в поточний момент часу $t [с]$.

На рисунку 44, б зображено цупко защемлений кінець БК, описаний О. В. Воїновим [150], М. Т. Ескіним, Л. В. Ісаченком [152]:

$$u(0, t) = 0, \tag{31}$$

В. Г. Григулецький [123], Д. В. Дерінг, Б. Дж. Лівсей [128] і Л. С. Сурнін [153] запропонували розглядати верхній кінець пружньо закріпленим (рис. 44, в):

$$m \frac{\partial^2 u(0, t)}{\partial t^2} = EF \frac{\partial^2 u(0, t)}{\partial x^2} - \alpha \frac{\partial u(0, t)}{\partial t} - ku(0, t), \tag{32}$$

де m — маса рухомих частин талевої системи $[кг]$, E — модуль (Юн-

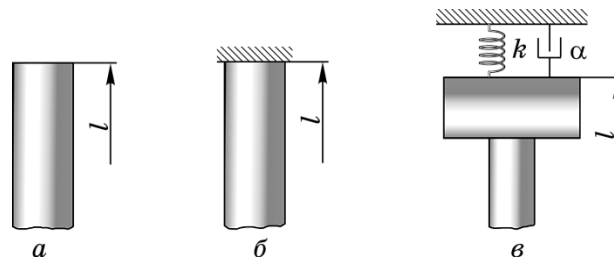


Рис. 44. Способи закріплення верху бурильної колони [123, 128, 150–153].

Fig. 44. Types of fixation of the top of the drill string [123, 128, 150–153].

га) пружности матеріялу труб [Па], α , k — коефіцієнти демпфування [кг/с] та цупкості талевої системи [Н/м].

В. І. Тарасевич [154] описав крайову умову верхнього кінця БК з урахуванням роботи лебідки і талевої системи (рис. 45, а):

$$\begin{aligned} m_2 \frac{d^2 u_2}{dt^2} - nk_{34} [u_4 - nu_2 - (n+2)u_3] / (n+2) &= -F(t), \\ m_3 \frac{d^2 u_3}{dt^2} - k_{34} [u_4 - nu_2 - (n+2)u_3] + k_{30} u_3 &= 0, \\ m_4 \frac{d^2 u_4}{dt^2} - nk_{34} [u_4 - nu_2 - (n+2)u_3] / (n+2) &= P(t), \end{aligned} \quad (33)$$

де m_2 , m_3 , m_4 — сумарні зведені маси колони, основи і вежі та маса лебідки [кг], u_2 , u_3 , u_4 — динамічні переміщення відповідних мас [м], k_{34} — цупкість ходового кінця ливни [Н/м], k_{30} — цупкість вежі та основи [Н/м], n — число робочих ливн талевої системи, $P(t)$, $F(t)$ — закони зміни зусиль на приводі лебідки і гаку [Н].

Аналогічні спроби здійснили також А. Х. Мірзаджанзаде, З. Г. Керимов, М. Г. Копейкіс [130] (рис. 45, б):

$$\begin{aligned} m_1 (d^2 u_1 / dt^2) = N(t) - k_1 u_1 + k_2 (u_2 - u_1) - \frac{k_3}{n} [(u_4 + u_{34} - u_2) \sin \alpha_1 - \\ - (u_4 - u_{34} - u_2) \sin \alpha_2], \end{aligned}$$

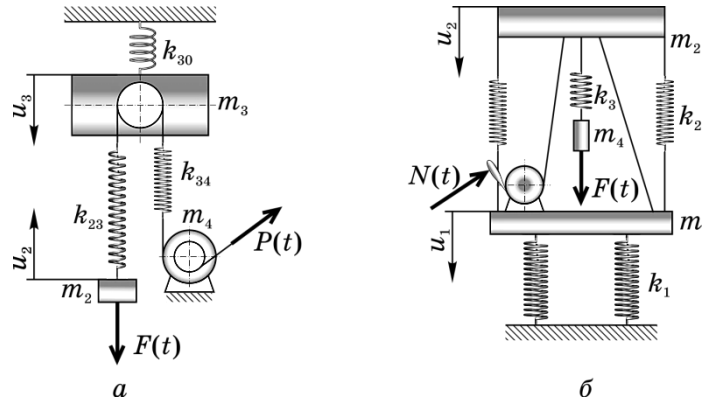


Рис. 45. Способи закріплення верху бурильної колони [130, 154].

Fig. 45. Types of fixation of the top of the drill string [130, 154].

$$\begin{aligned}
 m_2 \frac{d^2 u_2}{dt^2} &= -k_2(u_2 - u_1) - k_3(u_4 - u_{34} - u_2)[1 + \\
 &\quad + (\sin \alpha_1 + \sin \alpha_2)/n], \\
 m_4 \frac{d^2 u_4}{dt^2} &= -k_3(u_4 + u_{34} - u_2) + F(t),
 \end{aligned}
 \tag{34}$$

де m_1, m_2, m_3 — маси основи, кронблока та рухомих частин талевої системи [м], α_1, α_2 — кути нахилу до основи ходового і мертвого кінців линви [рад], k_1, k_2, k_3 — цупкості ґрунту, вежі, линв талевої системи [Н/м], $N(t), F(t)$ — сили, що діють на лебідку і рухоми масу талевої системи [Н], а також Ю. Г. Юрташев [155] (рис. 46):

$$\begin{aligned}
 m_1 \frac{d^2 u_1}{dt^2} - k_1 \frac{n-1}{n} (u_2 - u_1/n) &= -R(t), \\
 m_0 \frac{d^2 u_0}{dt^2} - k_1(n+2)(u_2 - u_1/n) + k_0 u_0 &= 0, \\
 m_2 \frac{d^2 u_1}{dt^2} + m_3 \frac{d^2 u_3}{dt^2} + k_1(n-1)(u_2 - u_1/n) - k_2(u_3 - u_2) &= 0,
 \end{aligned}
 \tag{35}$$

де m_0 — сумарна зведена маса кронблока і вежі [кг], m_1 — маса барабана і рухомих частин талевої системи [кг], m_2 — зведена маса колони [кг], k_1, k_2 — відповідно цупкості однієї гілки линви і коло-

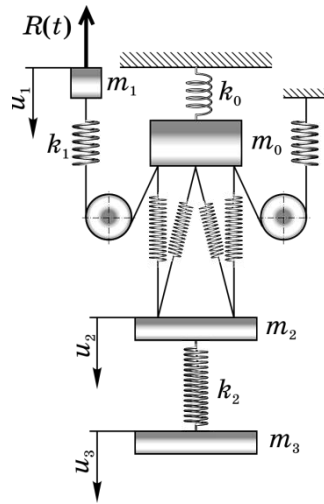


Рис. 46. Способи закріплення верху бурильної колони [155].

Fig. 46. Types of fixation of the top of the drill string [155].

ни [Н/м], u_0 — пружне зміщення кронблока [м], u_1, u_2, u_3 — зміщення відповідних мас [м].

У роботі [156] проведено аналізу моделей (рис. 44–46), що запропоновані різними авторами для верхнього закріплення БК. Усі ці моделі не відображають реальну механічну систему, оскільки бурова вежа — це фермова конструкція, дослідження динаміки роботи якої відносять до задач дослідження стрижневих систем. Такі задачі розв’язують методом скінчених елементів, де кожний елемент конструкції подають елементом типу «стрижень», що описаний технічною теорією або теорією Тимошенка з урахуванням внутрішнього тертя та сил демпфування [157, 158]. Переважно числові розв’язки цих інтегральних та диференціальних рівнянь у частинних похідних знаходять у програмних середовищах скінченно-елементного моделювання, таких як Ansys і Abaqus. Хоча наведені системи і уможливають достатньо точно моделювати динаміку роботи і параметри бурових веж, проте комплексне дослідження всієї бурової системи методом скінчених елементів через обчислювальну складність, ще потребує розвитку.

Повніше динаміку механічної системи «бурова вежа–бурильна колона» розглянуто в роботах Б. В. Малька і М. М. Ляха [159], В. І. Векерика [156], С. Г. Калініна [160, 161], Є. В. Харченка [162, 163].

У більшості випадків математичні моделі не доведено до визначення числових параметрів коливного руху БК і неможливо оцінити та дослідити динамічні характеристики, що спостерігаються при експлуатації бурової колони.

У випадку дослідження крутильних коливань, бурову колоду також розглядають як сукупність зосереджених мас, напівнескінченний або нескінченний одновимірний стрижень за різних умов закріплення його кінців. Такі коливання описують диференціальними рівняннями [128–130, 134, 136, 163, 164] вигляду:

$$\frac{\partial^2 \varphi(x, t)}{\partial t^2} + 2h \frac{\partial \varphi(x, t)}{\partial t} - a^2 \frac{\partial^2 \varphi(x, t)}{\partial x^2} = g(x, t), \quad (36)$$

де h — коефіцієнт сил опору [с^{-1}], $a = \sqrt{G/\rho}$, G, ρ — модуль зсуву [Па] і густина матеріалу труби [$\text{кг}/\text{м}^3$], $g(x, t) = M(x, t)/J_0$, $M(x, t)$ — розподілений по довжині момент зовнішнього навантаження [Н·м], J_0 — момент інерції поперечного перерізу одиниці довжини колони [$\text{кг}\cdot\text{м}^2$]. За відсутності зовнішніх навантажень одержимо рівняння вільних коливань БК без урахування опору середовища:

$$\partial^2 \varphi(x, t) / \partial t^2 = a^2 (\partial^2 \varphi(x, t) / \partial x^2), \quad (37)$$

Рівняння типу (37) використовували автори робіт [165–167]. Детальніші розрахункові схеми, що уможливають описати динамі-

чний стан механічної системи з розгалуженим кінематичним ланцюгом, розробили В. І. Векерик [156] і Є. В. Харченко [163]. Аналіз за крайових умов, що описують взаємодію верху бурильної колони з привідною системою, уможлиблює дослідити вплив параметрів механізмів, що застосовуються для вивільнення БК, на ефективність їхньої роботи.

Спроби записати крайові умови, що описують закріплення верху бурильної колони при крутильних коливаннях, реалізовано цілою низкою авторів.

На рисунку 47, а зображено цупко защемлений кінець бурильної колони, крайову умову для якого описано А. Е. Сарояном [167]:

$$\varphi(0, t) = 0, \tag{38}$$

де $\varphi(0, t)$ — кут повороту поперечного перерізу бурильної колони [рад] в поточний момент часу t [с].

На рисунку 47, б зображено вільний кінець БК, описаний А. Х. Мірзаджанзаде, З. Г. Керимовим, М. Г. Копейкісом [130], В. В. Симоновим, Є. К. Юніним [134]:

$$\frac{\partial \varphi(0, t)}{\partial x} = \omega_0, \tag{39}$$

де ω_0 — кутова швидкість обертання ротора [рад/с].

З. Г. Керимов [146] запропонував розглядати верхній кінець пружньо закріпленим (рис. 47, в):

$$J_1 \frac{\partial^2 \varphi(0, t)}{\partial t^2} = M + J_0 G \frac{\partial \varphi(0, t)}{\partial x} - \chi \frac{\partial \varphi(0, t)}{\partial t}, \tag{40}$$

де J_1 — зведений момент інерції рухомих частин БК [кг·м²], M — момент приводу ротора [Н·м], J_0 — полярний момент інерції труби [м⁴], G — модуль зсуву [Па], χ — коефіцієнт в'язкого опору [Н·м·с].

Найменш вивченими, порівняно з поздовжніми та крутильними,

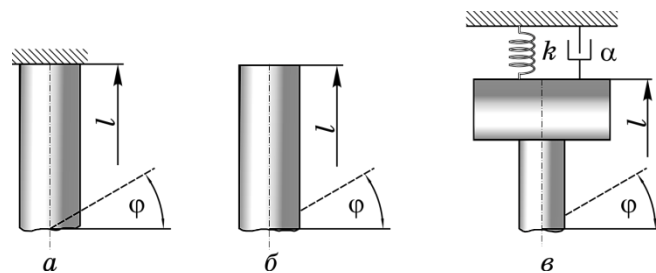


Рис. 47. Способи закріплення верху бурильної колони [130, 134, 146, 167].

Fig. 47. Types of fixation of the top of the drill string [130, 134, 146, 167].

залишаються поперечні коливання БК, описані у роботах [123, 130, 166, 167, 169, 170]. Розглядаючи кожну секцію бурильної колони як пружний стрижень, на який діють розподілена по довжині сила інерції та прикладена до одного з його кінців розтягувальна або стискувальна осьова сила, диференціальне рівняння його поперечних коливань $w(x, t)$ з урахуванням в'язкого тертя подають у вигляді:

$$EJ_1 \frac{\partial^4 w(x, t)}{\partial x^4} \pm P \frac{\partial^2 w(x, t)}{\partial x^2} - \frac{\partial}{\partial x} \left(T(x, t) \frac{\partial w(x, t)}{\partial x} \right) + \frac{q}{g} \frac{\partial^2 w(x, t)}{\partial t^2} + c \frac{\partial w(x, t)}{\partial t} = 0, \quad (41)$$

де J_1 — осьовий момент інерції поперечного перерізу труби [м^4], P — осьове зусилля ($+P$, якщо труба стиснута, $-P$, якщо розтягнута) [Н], $T(x, t)$ — осьове зусилля, що діє в перерізі бурильної труби [Н], q — вага погонного метра труби [Н], g — прискорення вільного падіння [$\text{м}/\text{с}^2$], c — коефіцієнт в'язкого тертя [кг/с].

Якщо кінці бурильної колони зацемлені, то крайові умови для такої розрахункової схеми [166, 167]:

$$w(0, t) = 0, \quad \frac{\partial w(0, t)}{\partial x} = 0; \quad w(l, t) = 0, \quad \frac{\partial w(l, t)}{\partial x} = 0. \quad (42)$$

Якщо верхній кінець закріплений шарнірно, а нижній зацемлений, то крайові умови для такої розрахункової схеми [171]:

$$w(0, t) = 0, \quad \frac{\partial w^2(0, t)}{\partial x^2} = 0; \quad w(l, t) = 0, \quad \frac{\partial w(l, t)}{\partial x} = 0. \quad (43)$$

Для нижньої крайової умови С. А. Ширінзаде [172] запропонував застосовувати варіаційний підхід, за яким сили, що діють на прихоплену ділянку бурильної труби, вважати заданими.

Оскільки поперечні коливання відбуваються у радіальній площині між двох координатних осей, для вивчення загального поперечного переміщення (41) В. С. Тіхонов, А. І. Сафронов, М. Я. Гельфгат [173, 174] перейшли в комплексну площину, враховуючи наступну умову:

$$r(x, t) = w(x, t) + iv(x, t), \quad (44)$$

де $r(x, t)$ — поточне поперечне переміщення перерізу x у радіальній площині, $w(x, t)$ — поточне поперечне переміщення перерізу x вздовж осі y , $v(x, t)$ — поточне поперечне переміщення перерізу x вздовж осі z .

В результаті математичних перетворень рівнянь (29), (32) і (37)

за допомогою залежності (44) дослідники одержували комплексне диференціальне рівняння поздовжньо-осьових і поздовжньо-поперечних коливань бурильної колони.

У сучасній технічній літературі з буріння теоретичні питання вільних і вимушених коливань БК мало вивчено [175]. Більшість авторів за розрахункову схему вибирають невагомий пружний стрижень або важкий однорідний стрижень. Вони розглядають рівняння (41) у сукупності з крайовими умовами (42) або (43), які не враховують неоднорідність розподілу сили притискання бурильної труби гірською породою, багатовимірність компоновки БК, а також неоднорідність крайових умов. Тому подальші дослідження поздовжніх, поперечних і крутильних коливань є актуальною задачею.

6.2. Промивальна рідина

Внутрішні та зовнішні тиски й інерційні складові, спричинені рухом промивальної рідини всередині труби і у затрубному просторі, зумовлюють зміну пружної лінії бурильної колони. А. Лубінський [148] один з перших спробував з'ясувати вплив промивальної рідини на поздовжній згин бурильної колони. Він запропонував наближено враховувати вплив промивальної рідини при визначенні ваги одиниці довжини труб:

$$q_* = q(1 - \rho_{\text{рід}}/\rho), \quad (45)$$

де q_* — вага одиниці довжини труб [Н/м], $\rho_{\text{рід}}$, ρ — питома вага бурового розчину та матеріалу бурильних труб [Н/м³].

Виходячи із поставленої задачі досліджень, різними авторами розвивалися базові моделі шляхом уточнення певних параметрів. Так, В. М. Мойсисин [176] при побудові моделю колони для вивчення поздовжніх коливань враховував ефект гістерезисного демпфування матеріалу бурильних труб. В результаті розглядався наступний модель бурильної колони:

$$\frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial t^2} + 2h \frac{\partial u(x, t)}{\partial t} - a^2(1 + i\gamma_r) \frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial x^2} = \left(1 - \frac{\rho_{\text{рід}}}{\rho}\right) g(x, t), \quad (46)$$

де γ_r — коефіцієнт внутрішнього гістерезисного демпфування.

G. Rashed, R. Ghajar і S. J. Hashemi [177] врахували втрату енергії БК, в результаті чого одержали наступний модель:

$$\frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial t^2} + 2(c_r + c_w) \frac{\partial u(x, t)}{\partial t} - a^2 \frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial x^2} = g(x, t), \quad (47)$$

де D , d — зовнішній і внутрішній діаметри бурильної труби [м], c_r , c_w

— коефіцієнти, які враховують втрати внаслідок випромінювання в навколишнє середовище, згасання за рахунок внутрішніх гістерезисних втрат матеріалу труб і тертя об стінки свердловини [178, 179].

Дослідженням динаміки вертикальної труби, що обертається у в'язкому середовищі і перебуває під дією скручувальних моментів, займалися Т. Хуань і Д. Дерінг [168]. Рівняння коливань пружної лінії колони у двох взаємно перпендикулярних площинах автори записали у вигляді:

$$\begin{aligned}
 EJ_1 \frac{\partial^4 w(x, t)}{\partial x^4} + M \frac{\partial^3 v(x, t)}{\partial x^3} - \frac{\partial}{\partial x} [q(l-x) \frac{\partial w(x, t)}{\partial x}] + \\
 + \frac{q}{g} \frac{\partial^2 w(x, t)}{\partial t^2} + c \frac{\partial w(x, t)}{\partial t} = 0, \\
 EJ_1 \frac{\partial^4 v(x, t)}{\partial x^4} - M \frac{\partial^3 w(x, t)}{\partial x^3} - \frac{\partial}{\partial x} [q(l-x) \frac{\partial v(x, t)}{\partial x}] + \\
 + \frac{q}{g} \frac{\partial^2 v(x, t)}{\partial t^2} + c \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} = 0,
 \end{aligned} \tag{48}$$

де $v(x, t)$ — вигинальні зміщення поперечного перерізу бурильної колони [м], M — скручувальний момент [Н·м], l — довжина труби [м], c — коефіцієнт тертя [кг/(м·с)].

Є. Ф. Епштейн [180] вперше запропонував розв'язок диференціальних рівнянь руху бурильної колони під дією сил власної ваги й осрової сили P , зумовленої рухом промивальної рідини в бурильній трубі:

$$\begin{aligned}
 EJ_1 \frac{\partial^4 w(x, t)}{\partial x^4} + M \frac{\partial^3 v(x, t)}{\partial x^3} - \frac{\partial}{\partial x} \left[\left(P + \frac{\rho_{\text{рід}} F_{\text{в}} v_{\text{в}}^2}{g} - qx \right) \frac{\partial w(x, t)}{\partial x} \right] = 0, \\
 EJ_1 \frac{\partial^4 v(x, t)}{\partial x^4} - M \frac{\partial^3 w(x, t)}{\partial x^3} - \frac{\partial}{\partial x} \left[\left(P + \frac{\rho_{\text{рід}} F_{\text{в}} v_{\text{в}}^2}{g} - qx \right) \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} \right] = 0,
 \end{aligned} \tag{49}$$

де $F_{\text{в}}$ — площа внутрішнього перерізу труби [м²], $v_{\text{в}}$ — швидкість руху рідини в трубі [м/с], $\rho_{\text{рід}}$ — втрати тиску [Па/м] у трубі з промивальною рідиною.

Оцінку впливу швидкості руху промивальної рідини, внутрішнього та зовнішнього тиску на динаміку бурильної колони у вертикальній свердловині провів О. Е. Сароян [125, 167] згідно з рівнянням:

$$EJ_1 \frac{\partial^4 w(x, t)}{\partial x^4} + \left[p_0 F_0 - q_0(l-x) + \frac{\rho_{\text{рід}}}{g} F_{\text{в}} v_{\text{в}}^2 + \frac{\rho_{\text{рід}}}{g} F_{\text{з}} v_{\text{з}}^2 \right] \times$$

$$\times \frac{\partial w^2(x, t)}{\partial x^2} + \frac{q_0}{g} \frac{\partial w^2(x, t)}{\partial t^2} = 0, \quad (50)$$

де $q_0 = q + (\rho_{\text{рід}} + \rho_{\text{в}}/l)F_{\text{в}} - (\rho_{\text{рід}} + \rho_{\text{з}}/l)F_{\text{з}}$ — вага одиниці довжини коло-ни у рухомій рідині [Н/м], F_0, p_0 — площа вихідного отвору [м²] і перепад тиску [Па], $F_{\text{в}}, \rho_{\text{в}}, v_{\text{в}}, F_{\text{з}}, \rho_{\text{з}}, v_{\text{з}}$ — площі поперечного перерізу [м²], втрати тиску [Па] та швидкості руху рідини [м/с] відповідно в трубі та затрубному просторі.

6.3. Моделювання утримувальної сили бурильної труби, прихопленої гірською породою

Сили тертя за своєю природою мають складну фізичну природу, що залежить від властивостей як матеріялу труб, так і породи. Є моделі, в яких використовують виключно Кулонів модель [142].

Х. Д. Оутманс [181] розробив теорію, що описує механізм виникнення утримувальної сили $F_{\text{тр}}$, яка прихоплює бурильний інструмент:

$$F_{\text{тр}} = fFp, \quad (51)$$

де f — коефіцієнт тертя між трубою і гірською породою, F — площа контакту БК і породи [м²], p — контактний тиск гірської породи і прихопленої бурильної труби [Па]. Під час прихоплення з часом t збільшується тиск притискання до величини $P_{\text{пр}}$ [182–184]. Контактний тиск пропонується визначати згідно рівняння:

$$p = \lambda P_{\text{пр}}. \quad (52)$$

Тут параметер $\lambda = [3kt/(2\mu\beta h^2)]^{1/2}$ на інтервалі часу $t \leq \mu\beta h^2/6k$ та $\lambda = 0,5 \exp[0,5 - 3kt/(2\mu\beta h^2)]$, якщо $t > \mu\beta h^2/6k$, де k — проникність гірської породи [м²], μ — в'язкість породи [Па·с], β — стисливість гірської породи [Па⁻¹], h — товщина породи [м]. Рівняння (52) були одержані на основі припущення, що співвідношення k/β не залежить від тиску породи на БК.

У статті [185] М. Р. Анніс і П. Х. Монаган експериментально підтвердили теорію Х. Д. Оутманса. Вони також показали, що утримувальна сила накопичується з часом до деякого значення. На ранніх стадіях стискання гірської породи зменшується швидше, ніж її проникність, а коефіцієнт прихоплення збільшується зі зростанням швидкості замість того, щоб знижуватись, як передбачає теорія. Якщо порода глиняна, то утримувальна сила менш чутлива до її стискання, співвідношення k/β є майже сталою величиною і коефіцієнт прихоплення зростає [186–189].

У статті [190] автори пропонують визначати контактний тиск породи на стінку БК за формулою:

$$p = \frac{Q \sin \alpha}{12\pi d C_1 C_2}, \quad (53)$$

де Q — інтенсивність сили стискання породи і прихопленої БК [Н/м], α — кут нахилу свердловини [рад], C_1 та C_2 — довжина контакту та периметер перерізу прихопленої бурильної труби у відсотках, d — діаметер прихопленої труби [м].

У сучасних умовах для побудови математичного моделю прихопленої БК вибирають Стрібекову теорію, яка достатньо точно моделює тертя ущільнення по змащувальних поверхнях із малою шерсткістю [191–194]:

$$F_{frs} = f_v v + (F_C + F_{Str} e^{-f_{Str}|v|}) \text{sign}(v), \quad (54)$$

де f_v — коефіцієнт в'язкого тертя, v — швидкість переміщення одного тіла відносно іншого, F_C — сила Кулонового тертя, F_{Str} — сила Стрібекового тертя, f_{Str} — коефіцієнт згасання Стрібекового тертя.

6.4. Матеріали для бурильних труб

При бурінні нафтових і газових свердловин використовують бурильні труби різних стандартів. Переважну більшість з них сертифікують згідно API і DNV. Зокрема, найбільше поширення отримали бурильні труби діаметрів 5, 5 $\frac{1}{8}$, 6 $\frac{1}{8}$ дюйма. Бурильні труби діаметром 6 $\frac{1}{8}$ дюйма використовують при бурінні надглибоких свердловин [195–198].

Традиційно бурильні труби виготовляють зі сталі S-135 специфікацій API-5d, V-150, UD-165, а також алюмінію, титану та їх композитів. Основні характеристики матеріалів бурильних труб подано в табл. 4.

Бурильні труби, виготовлені із алюмінію, композиту і титану мають переваги в порівнянні зі сталевими: меншу густину, краще відношення міцності до густини, володіють природньою гнучкістю, кращою втомною довговічністю, корозійною й ерозійною стійкістю, нижчою зношуваністю та більшою стійкістю [197, 199–204]. Перераховані властивості уможливають використання відповідних труб при бурінні свердловин зі значним відхилом вибою від вертикалі у місцях, де експлуатація сталевих бурильних труб є проблематичною. Також бурильні труби з титану й алюмінію володіють меншими показниками втрати тиску промивальної рідини. У праці [197] проведено порівняння бурильних труб, виготовлених зі сталі та титану, та одержано залежності втрати тиску.

ТАБЛИЦЯ 4. Загальні характеристики бурильних труб [199], виготовлених з різних матеріалів.

TABLE 4. General characteristics of drill pipes [199] made from different materials.

Параметри бурильних труб	S-135	V-150	UD-165	Al	Ti
Зовнішній діаметер, дюйм	5 ⁷ / ₈	5 ⁷ / ₈	5 ⁷ / ₈	5 ⁷ / ₈	5 ⁷ / ₈
Внутрішній діаметер, мм	130,9	130,9	130,9	121,0	130,9
Товщина стінки, мм	9,2	9,2	9,2	14,1	9,2
Границя плинності, МПа	930,8	1034,2	1137,6	482,6	827,4
Границя міцності на розрив, МН	3,755	4,173	4,590	2,891	3,338
Вага 1 м труби, кН	3,719	3,719	3,719	2,396	2,469
Вага 1 м труби в промивальній рідині густиною у 950 кг/м ³	3180	3180	3180	1673	1931

При бурінні свердловин із застосуванням алюмінієвих бурильних труб було досягнуто наступних результатів: при загальному збільшенні операційних витрат на буріння на 10–20% швидкість горизонтального відхилення свердловини збільшилась на 10–30% за рахунок кращої гнучкості, менших сил тертя і втрати крутного моменту, меншої втрати тиску промивальної рідини і кращої стійкості. Також виявлено кращий втомний опір і опір температурі, менше зношення обсадних колон і менші енергетичні витрати при бурінні [205–210].

7. ВИСНОВКИ

Нафтогазова промисловість має сучасні технічні засоби для попередження виникнення аварій з буровою колоною та проведення робіт у свердловині з ліквідації аварій з бурильним інструментом.

При цьому широко використовують математичне моделювання при проектуванні, розробці та бурінні нафтових і газових свердловин, створенні бурового обладнання та виборі оптимальних конструкцій бурильних колон [211]. Створені математичні моделі також застосовують при вивченні аварійних ситуацій, поломках окремих елементів, а також визначенні ресурсу роботи системи.

Основною перешкодою в розробці математичних моделей метод ліквідації прихоплень бурильної колони в свердловині є складний математичний апарат опису просторового руху пружних металевих стрижнів і наявність у системі неголономних реономних в'язей [211, 213].

Автори робіт [214–216] побудували математичний модель БК на основі рівнянь Кірхгофа–Клебша. Даний підхід уможливив врахувати зусилля, прикладені до колони, її параметри та враховувати

фактори, що діють на БК. Однак, щоб замкнути модель необхідно описати сили взаємодії бурильних труб зі стінкою свердловини, особливо у разі їх прихоплення. Отже, проблема визначення взаємодії гірської породи і БК залишається невирішеною [217–219].

Теорію просторового руху бурильної колони у свердловині розвинуто у роботах [174, 220, 221], де за допомогою варіаційного методу мінімуму потенціальної енергії чисельними методами одержано рівняння рівноваги скручених, стиснених і розтягнутих ділянок бурильної колони за різних кутів нахилу свердловини. Н. А. Сесюнін також дослідив поведінку точок відриву від стінки свердловини стисненої ділянки бурильної труби, вивчив умови взаємодії бурильної колони із стінками похило-скерованої свердловини за умов змінного діаметра свердловини. Однак досліджувані моделі БК потребують подальшого розвитку.

Кількість вхідних параметрів системи та точність їх математичного опису визначають значною мірою ефективність складеного математичного моделю [221]. Враховуючи велику кількість параметрів механічної системи, що аналітично описуються нелінійностями, наявність недостатньо вивчених утримувальних зусиль, що перешкоджають руху БК, можна заключити, що розв'язок системи неоднорідних диференціальних рівнянь у частинних похідних є математично складною задачею і в більшості робіт її не розглянуто [222–224]. Виходячи з тенденції збільшення вартості буріння нових свердловин, гостро постало питання попереднього моделювання буріння свердловини для оптимізації використання бурового обладнання.

З розвитком комп'ютерного моделювання в останні роки проводяться дослідження динаміки роботи бурильної колони методом скінченних елементів [220, 225, 226]. Цей перспективний напрям дає змогу розв'язувати як статичні, так і динамічні задачі стосовно роботи бурильної колони у вертикальних, горизонтальних і похилих свердловинах чисельними методами. Постановка і вирішення таких практичних задач потребує значних обчислювальних ресурсів.

Експериментальні випробовування є дорогівартісними [227–230], а обчислювальні можливості комп'ютерної техніки постійно зростають. Теоретичні дослідження за допомогою побудови математичних моделей мають великий потенціал для розвитку, що сприятиме підвищенню технологічного рівня ліквідації аварій при бурінні свердловин.

Створення комплексного моделю, який врахує всі основні елементи бурової механічної системи, є актуальним для розв'язання важливих практичних задач. Це уможливить ліпше розуміти процеси, що відбуваються в буровій механічній системі, та цілеспрямовано підбирати для неї металеві матеріали з потрібними для роботи

у складних умовах фізичними властивостями.

ЦИТОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. *Справочник инженера по бурению* (Ред. В. И. Мищевич, К. А. Сидоров) (Москва: Недра: 1984), т. 1.
2. *Бурение нефтяных и газовых скважин: Справочник* (Ред. В. Г. Ясов, Г. Н. Семенцов) (Ужгород: Карпаты: 1983).
3. J. Mitchell, *Rig Math* (Drilbert Engineering Inc.: Technical Training for the Drilling Industry: 2003).
4. Newbuild Report: A Flurry of New Rig Orders Worldwide Shows Faith in a Strong Market for Several Years to Com, *World Oil*, December 2006.
5. Н. В. Степанов. *Моделирование и прогноз осложнений при бурении скважин* (Москва: Недра: 1989).
6. А. К. Самотой, И. А. Серенко. *Исследование причин возникновения прихватов, совершенствование способов их предупреждения и ликвидации. Тематические научно-технические обзоры* (Москва: ВНИИОЭНГ: 1979).
7. P. Jogi, J. D. MacPherson, M. Neubert, H. Reckmann, and G. Heisig, *IADC/SPE Drilling Conference (Febr. 21-23, 2006, Miami, Florida, USA)*.
8. В. Г. Абатуров, *Бурение в сложных геологических условиях. Часть 1. Аварии, их предупреждение и ликвидация: курс лекций* (Тюмень: ТюмГНГУ: 1995).
9. *Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности* (Москва: Госгортехнадзор России: 1993).
10. В. Г. Ясов, А. В. Аниськовцев, Е. П. Жуйков, А. Г. Казаков, *Применение жидкостных ванн при ликвидации прихватов бурильной колонны* (Москва: ВНИИОЭНГ: 1989).
11. В. Г. Ясов, *Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. пособие* (Ивано-Франковск: ИФДТУНГ: 1999).
12. Э. Алликвандер, *Современное глубокое бурение* (Москва: Недра: 1969).
13. В. А. Бражников, А. А. Фурнэ, *Информационное обеспечение оптимального управления бурением скважин* (Москва: Недра: 1989).
14. Є. І. Крижанівський, В. М. Мойшин, М. М. Яворський, *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 14, № 1: 5 (2005).
15. Б. М. Мардонов, А. Б. Бараев, Н. М. Ахметов, *Прикладные задачи механики бурения нефтегазовых скважин* (Шымкент: 2013).
16. O. Vincké and C. Mabile, *Oil & Gas Science and Technology*, 59, No. 4: 343 (2004).
17. D. A. Smalling and R. L. Myers II, *SPE Drilling Engineering*, 3, Iss. 2: 141 (1988).
18. M. E. Cobern and M. E. Wassell, *Drilling Vibration Monitoring & Control System* (APS Technology: Inc. 800 Corporate Row Cromwell: CT 06416: USA).
19. Ш. М. Айталиев, Б. М. Мардонов, И. И. Джанзаков, *Изв. Министерства науки Академии наук РК. Сер. физ.-мат. науки*, № 5: 81 (1998).
20. Г. К. Аладинская, *Изв. вузов. Геология и разведка*, № 10: 147 (1975).
21. К. В. Йогансен, *Спутник буровика: Справочник* (Москва: Недра: 1990).
22. Б. М. Курочкин, *Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин* (Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ»: 2008).

23. С. А. Молдавцев, В. І. Векерик, *Динаміка шарошкового долота і бурильного інструменту в процесі буріння* (Івано-Франківськ: Факел: 2006).
24. С. А. Москвин, *Научные проблемы Волго-Уральского региона. Технические и естественные аспекты: Сб. науч. тр.* (Уфа: УГНТУ: 2000), т. 2, с. 102.
25. Р. Мэнли, *Анализ и обработка записей колебаний* (Москва: 1972).
26. П. И. Огородников, *Управление углублением забоя скважины на базе изучения динамических процессов в бурильной колонне* (Дис. ... д-ра техн. наук) (Москва: ГАНГ им. Губкина: 1991).
27. А. К. Самотой, *Прихваты колонн при бурении скважин* (Москва: Недра: 1984).
28. R. K. Hodgson and P. Hassard, *IADC/SPE Drilling Conference (21–23 February, 2006)* (Miami: Florida: USA).
29. G. W. Massie, J. Castle-Smith, J. W. Lee, and M. S. Ramsey, *Pet. Eng. Int.*, **67**, Iss. 1: 48 (1995).
30. E. M. Navarro-López and D. Cortés, *J. Sound Vib.*, **307**, Iss. 1–2: 152 (2007).
31. Н. Р. Рабинович, *Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении* (Москва: Недра: 1989).
32. Б. А. Андресон, Р. Г. Абдрахманов, А. У. Шарипов, Г. П. Бочкарёв, *Экологически чистые смазочные добавки для приготовления буровых растворов* (Москва: ВНИИОЭНГ: 1991).
33. И. П. Пустовойтенко, *Предупреждение и ликвидация аварий в бурении* (Москва: Недра: 1988).
34. А. К. Самотой, *Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин* (Москва: Недра: 1979).
35. *Инструкция по борьбе с прихватами колонн труб при бурении скважин* (Москва: Недра: 1976).
36. М. К. Сеид-Рза, Н. М. Шерстнев, А. О. Бабаев, А. А. Григорян, А. А. Хачатуров, *Причины прихватов бурильного инструмента, способы их предупреждения и ликвидации* (Баку: Азернешр: 1975).
37. А. И. Булатов, А. Г. Аветисов, *Справочник инженера по бурению*, т. 1, т. 2 (Москва: Недра: 1985).
38. В. М. Мойсишин, Б. Д. Борисевич, Р. Б. Щербій, А. І. Бандура, І. Р. Михайлюк, *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, **46**, № 1: 66 (2013).
39. А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, В. И. Рябченко, *Технология промывки скважин* (Москва: Недра: 1981).
40. В. М. Мойсишин, Е. М. Барановський, С. В. Гошовський, *Закономірність зміни напруженого стану масиву гірських порід, що знаходиться у гранично напруженому стані, при бурінні глибоких свердловин: Наукове відкриття* (Диплом №395: 27.04.2010).
41. М. В. Шавранський, *Наук. вісн. Івано-Франківського нац. техн. ун-ту нафти і газу*, **1**, № 1: 87 (2001).
42. А. В. Лягов, *Нефт. хоз-во*, № 6: 68 (2004).
43. И. М. Бабаков, *Теория колебаний* (Москва: Наука: 1968).
44. Т. Хуань, Д. В. Деринг, *Тр. АОИМ: Конструирование и технология машиностроения*, №2: 62 (1966).
45. John Mitchell. *Trouble-Free Drilling: Stuck Pipe Prevention* (Drillbert Engineering Inc.: Technical Training for the Drilling Industry: 2001).
46. W. B. Bradley, D. Jarman, R. A. Auflick, R.S. Plott, R. D. Wood, T. R. Schofield, and D. Cocking, *Oil Gas J.*, **101**: 84 (1991).

47. В. И. Крылов, В. В. Крецул, С. В. Меденцев, В. А. Куксов, *Нефт. хоз-во*, № 11: 56 (2004).
48. М. І. Оринчак, О. С. Бейзик, А. Р. Юрич, В. В. Гриців, *Ускладнення та аварії в бурінні. Практикум* (Івано-Франківськ: ІФНТУНГ: 2015).
49. О. О. Слабий, *Прикарпат. вісн. НТШ. Число*, 21, № 1: 256 (2013).
50. И. И. Барабашкин, Я. В. Кунцяк, Г. Ф. Перлов, *Науч. тр. ВНИИБТ: Машины и нефтяное оборудование*, вып. 8: 5 (1980).
51. Е. М. Барановський, В. М. Мойсишин, *Нафтогазова енергетика*, 4, № 3: 21 (2007).
52. Е. М. Барановський, В. М. Мойсишин, *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 19, № 2: 37 (2006).
53. Л. И. Барон, *Характеристики трения горных пород* (Москва: Наука: 1967).
54. И. И. Джанзаков, Ш. И. Умедов, *Нефть и газ*, № 4: 23 (1998).
55. Е. М. Барановський, В. М. Мойсишин, *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 22, № 1: 103 (2007).
56. В. К. Белан, В. Я. Симкин, *РНТС: Машины и нефтяное оборудование*, № 2: 17 (1973).
57. Н. А. Колесников, Н. Я. Мелентьев, *Искривление скважин* (Москва: Недра: 1981).
58. И. К. Майоров, *Нефт. хоз-во*, № 4: 28 (1966).
59. В. М. Мойсишин, *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 35, Вип. 2: 15 (1998).
60. В. М. Мойсишин, В. І. Векерик, *Прикарпат. вісн. НТШ. Число*, 13, № 1: 56 (2011).
61. А. И. Галинов, А. К. Самотой, *Гидродинамические способы ликвидации прихватов буровых колонн* (Москва: ВНИИОЭНГ: 1981).
62. А. К. Самотой, *Анализ эффективности способов ликвидации прихватов. Обзор, информ.* (Москва: ВНИИОЭНГ: 1983).
63. З. А. Сахаров, *Ликвидация прихватов при бурении скважин* (Москва: Недра: 1976).
64. В. Г. Борецкий, В. И. Векерик, С. В. Ненашев, Б. Д. Борисевич, Б. М. Романчук, *Нефтяная промышленность*, Вып. 2: 31 (1985).
65. Б. Д. Борисевич, В. М. Мойсишин, Р. Б. Щербій, Б. В. Долішній, *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 32, № 3: 23 (2009).
66. Б. Д. Борисевич, В. М. Мойсишин, Р. Б. Щербій, Б. В. Долішній, *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 33, № 4: 18 (2009).
67. В. Г. Ясов, М. А. Мыслюк, *Осложнения в бурении: Справочное пособие* (Москва: Недра: 1991).
68. М. Н. Гулизаде, К. Б. Шахбазбеков, Д. С. Йорданов, *Изв. вузов. Нефть и газ*, № 8: 13 (1965).
69. *Руководство по технологиям буровых растворов компании «Varoid»*.
70. Я. С. Коцкулич, О. В. Тищенко, *Закінчування свердловин* (Київ: Інтерпрес ЛТД: 2004).
71. В. И. Симонов, Б. А. Творогов, *Тр. ЗапСибНИГНИ*, вып. 14: 44 (1979).
72. *Security Introduces the 'Very Good' Drilling Absorber, World Oil*, January: 116 (1977).
73. N. Woodall-Mason and J. R. Tilbe, *J. Petr. Techn.*, 28, Iss. 8 (1976).
74. *Инструкция по освобождению прихваченного бурового инструмента торпедированием* (Ленинград: Недра: 1970).

75. Ф. А. Ангоба, *Тр. АОИМ: Конструирование и технология машиностроения*, № 2: 8 (1965).
76. Ф. Г. Бевзюк, *Тр. УкрГИПРОНИИнефть*, Вып. 97: 57 (1976).
77. Ю. С. Васильев, Э. П. Кайданов, В. А. Кильдебек, *Тр. ВНИИБТ*, № 41: 156 (1978).
78. И. И. Джанзаков, М. Н. Абишев, *Вест. МАНЭБ*, 13, № 5: 90 (2008).
79. *Вибрации в технике* (Ред. Ф. М. Диментберг, К. С. Колесников) (Москва: Машиностроение: 1980), т. 3.
80. *Инструкция по освобождению прихваченных труб в скважинах взрывом* (Москва: Недра: Всесоюзный НИИ геоф. методов разв.: 1982).
81. З. Г. Керимов, М. А. Садыхов, *Изв. вузов. Нефть и газ*, № 5: 29 (1975).
82. В. Е. Копылов, *Проблемы нефти и газа Тюмени*, № 42: 35 (1979).
83. В. Е. Копылов, В. Г. Бойко, *ИНТС: Бурение*, Вып. 24: 6 (1967).
84. *Вибрации в технике* (Ред. Э. Э. Лавенделла) (Москва: Машиностроение: 1981), т. 4.
85. Р. М. Мирсалимов, Т. А. Гасанов, Р. Э. Атаев, К. И. Фатуллаев, *Изв. вузов. Нефть и газ*, № 4: 72 (1978).
86. П. І. Огородніков, В. М. Світлицький, *Інтегровані технології та енергозбереження*, № 3: 23 (2009).
87. П. І. Огородніков, В. М. Світлицький, Б. М. Малярчук, *Нафтова та газова промисловість*, № 5: 19 (2010).
88. Н. С. Тимофеев, М. И. Ворожбитов, В. П. Шумилов, *РНТС: Машины и нефтяное оборудование*, № 2: 13 (1975).
89. I. Finnie and J. J. Bailey, *J. Eng. Ind.*, 82, Iss. 2: 129 (1960).
90. J. R. Bailey, E. Biediger, V. Gupta, D. Ertas, W. C. Elks, and F. E. Dupriest, *IADC/SPE Drilling Conference (March 4-6, 2008, Orlando, Florida, USA)*.
91. A. K. Boer and R. J. Meehan, *SPE Drilling Completion*, 8, Iss. 2: 93 (1993).
92. K. K. Botros, J. O'Blenes, and E. Yajure, *J. Petr. Gas Eng.*, 5, Iss. 5: 70 (2014).
93. V. Moisyshyn, V. Yacyshyn, and O. Vytyaz, *Archives Min. Sci.*, 57, Iss. 3: 601 (2012).
94. А. А. Каракозов, *Разработка и исследование ударных механизмов для ликвидации прихватов в скважине* (Автореф. дисс. ... канд. техн. наук) (Донецк: Донец. политех. ин-т: 1993).
95. З. Г. Керимов, С. А. Багиров, *Автоматизированное проектирование конструкций* (Москва: Машиностроение: 1985).
96. В. М. Мойсишин, З. В. Кулинин, *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*, 33: 207 (1996).
97. В. М. Мойсишин, З. В. Кулинин, *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 9, № 4: 10 (2003).
98. В. М. Мойсишин, З. В. Кулинин, *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 10, № 1: 12 (2004).
99. В. М. Мойсишин, З. В. Кулинин, *Нафтогазова енергетика*, 1, № 1: 28 (2006).
100. *Вибрации в технике* (Ред. К. В. Фролова) (Москва: Машиностроение: 1981), т. 6.
101. D. W. Dareing and E. I. Radzimovsky, *SPE J.*, 5, Iss. 4 (1965).
102. V. Moisyshyn and K. Levchuk, *Oil Gas Sci. Technol.*, 72, No. 5: 27(8) (2017).
103. В. А. Марутов, С. А. Павловский, *Гидроцилиндры* (Москва: Машиностроение: 1966).

104. Б. И. Миттельман, *Справочник по гидравлическим расчетам в бурении* (Москва: Гостоптехиздат: 1963).
105. Е. Ф. Эпштейн, В. Г. Ясов, *Бурение скважин гидродарниками* (Москва: Недра: 1967).
106. Bodine Albert. *Torsional Sonic Oscillator Employing Universal Joints and Tandem Arranged Oscillator Rotors*; Patent 4096762 USA, F26 H33/00, 74/61 (Published June 27, 1978).
107. L. Grinis and V. Haslavsky, *Int. J. Mechan., Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing*, 7, No. 7: 1592 (2013).
108. *Modelling of Hydraulic Systems. Hydraulics Library Manual and Tutorial* (Modelon AB, Sweden: Maplesoft, Canada: 2013).
109. В. П. Балицкий, *РНТС: Машины и нефтяное оборудование*, № 11: 9 (1979).
110. Д. Бейли, Д. Фини, *Тр. АОИМ: Конструирование и технология машиностроения*, № 2: 8 (1963).
111. М. И. Ворожбитов, *РНТС: Нефт. хоз-во*, № 4: 29 (1972).
112. Р. Ф. Митчел, М. Б. Аллен, *Нефть, газ и нефтехимия за рубежом*, № 4: 30 (1985).
113. G. Akinniranye, A. Megat, H. Elswaisy, J. Palacio, B. Poedjono, and R. B. Goobie, *SPE Drilling & Completion*, 24, Iss. 2 (2009).
114. D. W. Dareing, *J. Energy Res. Technol.*, 107, Iss. 1: 138 (1985).
115. D. Ertaş, J. R. Bailey, Lei Wang, and P. E. Pastusek, *SPE Drilling & Completion*, 29, Iss. 4: 405 (2014).
116. A. Ghasemloonia, D. G. Rideout, S. D. Butt, *J. Mech. Eng. Sci.*, 227, Iss. 5: 946 (2013).
117. Б. Н. Васюк, С. В. Гошовский, *Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент — техника и технология его изготовления и применения*, вып. 14: 93 (2011).
118. М. А. Childers, *J. Petr. Tech.*, 20, Iss. 7: 751 (1968).
119. Г. Кемп, *Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технология* (Москва: Недра: 1990).
120. И. К. Масленников, *Буровой инструмент* (Москва: Недра: 1989).
121. В. В. Романенко, *Повышение эффективности процесса бурения скважин на основе исследования динамического режима работы низа бурильного инструмента для условий Западной Сибири* (Дисс. ... канд. техн. наук) (Ивано-Франковск: ИФГТУНГ: 1985).
122. А. С. Галеев, С. А. Москвин, *Научные проблемы Волго-Уральского региона. Технические и естественные аспекты: Сб. науч. тр.*, т. 1, с. 4 (2000).
123. В. Г. Григулецкий, *Изв. вузов. Нефть и газ*, № 3: 27 (1978).
124. Б. З. Султанов, Е. И. Ишемгужин, И. Х. Шаммасов, В. Н. Сорокин, *Работа бурильной колонны в скважине* (Уфа: УНИ: 1973).
125. А. Е. Сароян, *Бурильные колонны в глубоком бурении* (Москва: Недра: 1979).
126. В. В. Симонов, Е. К. Юнин, *Волновые процессы в бурильной колонне* (Москва: МИНХ: 1979).
127. R. E. Bradbury, J. C. Wilhoit, *J. Eng. Ind.*, 85, Iss. 2: 156 (1963).
128. Д. В. Деринг, Б. Дж. Ливсей, *Тр. АОИМ: Конструирование и технология машиностроения*, № 4: 163 (1968).
129. З. Г. Керимов, *Динамические расчеты бурильной колонны* (Москва: Недра: 1970).

130. А. Х. Мирзаджанзаде, З. Г. Керимов, М. Г. Копейкис, *Теория колебаний в нефтепромысловом деле* (Москва-Ижевск: Ин-т комп. исслед.: 2005).
131. А. Е. Сароян, *Теория и практика работы бурильной колонны* (Москва: Недра: 1990).
132. Е. В. Харченко, *Динамические процессы буровых установок* (Львов: Свит: 1991).
133. J. Tian, Wu. Chunming, L. Yang, Z. Yang, G. Liu, and C. Yuan, *Soc. Petr. Eng. J.*, **19**, Iss. 4 (2016).
134. В. В. Симонов, Е. К. Юнин, *Влияние колебательных процессов на работу бурильного инструмента* (Москва: Недра: 1977).
135. В. П. Балицкий, *РНТС: Машины и нефтяное оборудование*, № 12: 15 (1976).
136. В. Г. Григулецкий, *Оптимальное управление при бурении скважин* (Москва: Недра: 1988).
137. Е. К. Юнин, *Введение в динамику глубокого бурения* (Москва: Либроком: 2009).
138. F. H. Deily, W. H. Dareing, and G. H. Paf, *Oil Gas J.*, **66**, Iss. 2: 55 (1968).
139. Л. Е. Симонянц, *Разрушение горных пород и рациональная характеристика двигателей для бурения* (Москва: Недра: 1966).
140. В. Н. Алексеев, *Разведка и охрана недр*, № 10: 31 (1973).
141. Н. А. Алфутов, *Основы расчета на устойчивость упругих систем* (Москва: Машиностроение: 1978).
142. И. Бажин, Ю. Беренгард, М. Гайцгори, С. Ермаков, Т. Клапцова, А. Кудинов, В. Чкалов, *Автоматизированное проектирование машиностроительного гидропривода* (Ред. С. А. Ермаков) (Москва: Машиностроение: 1988).
143. В. П. Балицкий, *Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности*, № 1: 3 (1977).
144. *Вибрации в технике* (Ред. И. И. Блехман) (Москва: Машиностроение: 1979), т. 2.
145. *Вибрации в технике* (Ред. В. В. Болотин) (Москва: Машиностроение: 1978), т. 1.
146. З. Г. Керимов, М. А. Садыхов, Ф. К. Алиев, Т. К. Кулиев, *Изв. вузов. Нефть и газ*, № 3: 26 (1992).
147. З. Г. Керимов, *Матер. I Всесоюз. конф. по динамике и прочности нефтепромыслового оборудования* (1974), с. 3.
148. A. Lubinski, *Drilling and Production Practice* (New York: 1950).
149. В. І. Векерик, *Нафтова і газова промисловість*, № 2: 31 (1992).
150. О. В. Воинов, *Тр. ВНИИБТ*, вып. 58: 3 (1983).
151. Р. М. Эйгелес, Р. В. Стрекалова, *Расчет и оптимизация процессов бурения скважин* (Москва: Недра: 1977).
152. М. Г. Эскин, Л. Е. Исаченко, *РНТС: Нефт. хоз-во*, № 6: 15 (1971).
153. Л. С. Сурнин, *Повышение эффективности применения амортизаторов на базе исследования волновых процессов в бурильной колонне* (Дис. ... канд. техн. наук) (Ивано-Франковск: ИФГТУНГ: 1986).
154. В. И. Тарасевич, *Бурение нефтяных и газовых скважин: Тр. Куйбышевского политехн. ин-та* (1969), с. 16.
155. Ю. Г. Юрташев, *Динамика буровых установок* (Москва: Недра: 1987).
156. В. И. Векерик, *Совершенствование технологий углубления скважин изменением динамики работы бурильного инструмента* (Дис. ... д-ра техн.

- наук) (Івано-Франковск: ИФГТУНГ: 1991).
157. H. Dongying, S. Peiming, Z. Guoqiang, L. Zifeng, L. Xujia, and W. Lianjin, *Procedia Engineering*, **26**: 1891 (2011).
 158. A. M. Ljuština, J. Parunov, and I. Senjanović, *SORTA 2004: 16th Symposium on Theory and Practice of Shipbuilding (Oct. 21–23, 2004)* (Plitvice, Croatia, University of Zagreb).
 159. Б. Д. Малько, М. М. Лях, *Изв. вузов. Нефть и газ*, № 2: 19 (1988).
 160. С. Г. Калинин, *Динамика подземной системы буровых установок* (Львів: Вища шк.: 1975).
 161. А. Г. Калинин, *Искривление скважин* (Москва: Недра: 1974).
 162. С. Г. Калинин, Е. В. Харченко, *Динамика несущих конструкций буровых установок* (Львов: Вища школа: 1988).
 163. Є. Харченко, І. Гілета, О. Квашенко, *Технічні вісті*, № 1–2 (35): 105 (2006).
 164. Б. З. Султанов, *Управление устойчивостью и динамикой бурильной колонны* (Москва: Недра: 1991).
 165. П. І. Огородніков, *Нафтова і газова промисловість*, № 2: 25 (1982).
 166. А. Е. Сароян, *Проектирование бурильных колонн* (Москва: Недра: 1971).
 167. А. Е. Сароян, *Теория и практика работы бурильной колонны* (Москва: Недра: 1990).
 168. В. М. Мойсишин, Б. Д. Борисевич, Ю. Л. Гаврилів, С. А. Зінченко, *Стійкість і коливання бурильної колонни* (Івано-Франківськ: Лілея-НВ: 2013).
 169. В. Г. Григулецкий, В. Т. Лукьянов, *Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны* (Москва: Недра: 1990).
 170. Т. Хуань, Д. В. Дэринг, *ASME по нефтяному машиностроению, сосудам давления и трубопроводам* (Далас, Техас: Мир: 1968), № 4: 99.
 171. Р. Х. Санников, М. Р. Мавлютов, *Изв. вузов. Нефть и газ*, № 10: 36 (1971).
 172. А. Х. Мирзаджанзаде, С. А. Ширинзаде, *Повышение эффективности и качества глубоких скважин* (Москва: Недра: 1986).
 173. V. S. Tikhonov, A. I. Safronov, and M. Ya. Gelfgat, *ASME 8th Biennial Conference on Engineering Systems Design and Analysis (July 4–7, January 2006)* (Torino: Italy), p. 25.
 174. Н. А. Сесюнин, *Некоторые задачи стеснённого пространственного изгиба упругих стержней* (Москва: Московский госуд. открытый ун-т.: 1997).
 175. В. И. Богданов, Г. А. Кулябин, *Проблемы нефти и газа Тюмени*, вып. 19: 20 (1973).
 176. В. М. Мойсишин, *Основи механіки бурильної колонни при поглибленні свердловин роторним способом* (Дис. ... д-ра техн. наук) (Івано-Франківськ: ИФДТУНГ: 1996).
 177. G. Rashed, R. Ghajar, and S. J. Hashemi, *14th International Congress of Sound and Vibration* (Cairns: Australia), **1**: 361 (2007).
 178. В. А. Светлицкий, *Механика трубопроводов и шлангов* (Москва: Машиностроение: 1982).
 179. B. Schmalhorst, E. Brommundt, A. Baumgart, and U. Richter, *IADC/SPE Drilling Conference* (New Orleans, Louisiana, USA: 2000).
 180. Е. Ф. Эпштейн, В. И. Мацейчик, И. И. Ивахнин, А. Ш. Асатурян, *Расчёт бурильных труб в геологоразведочном бурении* (Москва: Недра: 1979).
 181. H. D. Outmans, *Soc. Pet. Eng.*, **213**: 265 (1958).
 182. М. М. Александров, *Силы сопротивления при движении труб в скважине* (Москва: Недра: 1978).

183. А. А. Головин, В. Ф. Оловянишников, С. М. Рябихина, *РНТС: Машины и нефтяное оборудование*, № 3: 22 (1978).
184. Г. В. Конесев, А. И. Спивак, М. Р. Мавлютов, *Тр. Уфимского нефт. ин-та*, вып. VII: 42 (1969).
185. M. R. Annis and P. H. Monaghan, *J. Pet. Technol.*, **14**, Iss. 5: 537 (1962).
186. В. Н. Алексеев, П. Е. Товстик, *Прикладная механика*, № 9: 31 (1975).
187. П. В. Балицкий, *Взаимодействие бурильной колонны с забоем скважины* (Москва: Недра: 1975).
188. Ф. Дейли, У. Дэринг, Г. Пафф, *Труды АОИМ: Конструирование и технология машиностроения*, № 2: 112 (1968).
189. И. М. Аметов, С. А. Ширинзаде, *Азерб. нефт. хоз-во*, № 8: 18 (1978).
190. Eric E. Maidla and Andrew K. Wojtanowicz, *SPE Drilling Eng.*, **5**, Iss. 3: 247 (1990).
191. А. С. Галеев, Б. З. Султанов, М. С. Габдрахимов, *Изв. вузов. Нефть и газ*, № 1: 22 (1986).
192. L. A. Sosnovskiy, *Tribo-Fatigue: Wear-Fatigue Damage and Its Prediction* (Springer: 2005).
193. И. В. Крагельский, *Трение и износ* (Москва: Машиностроение: 1968).
194. М. В. Лисканич, Б. Д. Борисевич, *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*, вип. 34: 58 (1997).
195. M. J. Jellison, G. Plessis, A. Glowacz, and J. M. Pasnak, *IADC World Drilling 2005, Conference and Exhibition Held in Rome (June 9–10, 2005, Rome, Italy)*.
196. В. Я. Симкин, *РНТС: Машины и нефтяное оборудование*, № 5: 14 (1971).
197. J. E. Smith, R. B. Chandler, and P. L. Boster, *SPE/IADC Drilling Conference (27 February–1 March, 2001, Amsterdam, Netherlands)*.
198. А. И. Спивак, А. Н. Попов, *Разрушение горных пород при бурении скважин* (Москва: Недра: 1979).
199. Yousif E. A. Bagadi, Abdelwahab M. Fadol, and Gao Deli, *Int. J. Res. Reviews in Appl. Sci.*, **11**, Iss. 1: 121 (2012).
200. J.-M. Leroy and P. Estrier, *Oil Gas Sci. Technol.*, **56**, 6: 545 (2001).
201. Б. З. Султанов, А. Ш. Янтурин, *Нефт. хоз-во*, № 8: 27 (1974).
202. M. J. Jellison, R. B. Chandler, M. Payne, and J. S. Shepard, *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference (March, 11–14, 2007, Manama, Bahrain)*.
203. В. Ф. Штамбург, Г. М. Файн, С. М. Данелянц, А. А. Шеина, *Бурильные трубы из алюминиевых сплавов* (Москва: Недра: 1980).
204. W. Scaruffi, E. Cristofanelli, S. Yu, A. Trocchia, C. Molaschi, and A. Merlo, *Intern. Petroleum Technology Conference (March 26–28, 2013, Beijing, China)*.
205. I. P. Shatskii and V. V. Perepichka, *J. Appl. Mech. Technol. Phys.*, **54**, Iss. 6: 1016 (2013).
206. Б. Я. Веремейкин, *РНТС: Машины и нефтяное оборудование*, № 7: 19 (1975).
207. J. E. Smith, R. W. Schutz, and E. I. Bailey, *IADC/SPE Drilling Conference (Febr. 23–25, 2000, New Orleans, Louisiana, USA)*.
208. В. Е. Копылов, В. Г. Бойко, *Изв. вузов. Нефть и газ*, № 7: 60 (1967).
209. Ю. А. Песляк, *Расчёт напряжений в колоннах труб нефтяных скважин* (Москва: Недра: 1973).
210. А. Н. Попов, А. И. Спивак, *Изв. вузов. Нефть и газ*, № 3: 14 (1967).
211. *Бурение нефтяных и газовых скважин: Справочник* (Ред. В. Г. Ясов,

- Г. Н. Семенцов) (Ужгород: Карпати: 1983).
212. И. И. Джанзаков, *Механика бурильных колонн в условиях прихвата* (Атырау: 2006).
213. Б. М. Мардонов, А. Б. Бараев, Н. М. Ахметов, *Прикладные задачи механики бурения нефтегазовых скважин* (Шымкент: 2013).
214. V. Moisyshyn and Z. Kulynyn, *The International Conference of the Carpathian Euro-Region Specialists in Industrial Systems (May 19–20, 2006)* (Scientific Bulletin North University of Baia Mare, XX, Sec. C: 249, 2006).
215. В. И. Векерик, В. М. Мойсишин, *Уравнения равновесия участков бурильной колонны в скважине произвольно ориентированной в пространстве* (Ивано-Франковск: Факел: 2007).
216. В. М. Мойсишин, *Прикарпат. вісн. НТШ. Число, 1, № 1: 43* (2008).
217. Г. Н. Семенцов, М. И. Горбийчук, А. Г. Бестелесный, *Изв. вузов. Нефть и газ, № 11: 23* (1975).
218. М. А. Мислюк, Ю. О. Зарубін, *Моделювання явищ та процесів у нафтопромисловій справі* (Івано-Франківськ: Екор: 1999).
219. В. М. Мойсишин, Р. С. Яремійчук, І. М. Гураль, Я. С. Яремійчук, *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, 6, № 1: 30* (2003).
220. S. Menand, H. Sellami, M. Tijani, O. Stab, D. Dupuis, and C. Simon, *IADC/SPE Drilling Conference (Febr. 21–23, 2006, Miami, Florida, USA)*.
221. V. Moisyshyn, B. Borysevych, and R. Shcherbiy, *Multifactorial Mathematical Model of Mechanical Drilling Speed. Mining of Mineral Deposits* (Eds. G. Pivnyak, V. Bondarenko, I. Kovalevs'ka, and M. Illiashov) (London: Taylor & Francis Group: 2013), p. 359.
222. А. Д. Сепиашвили, Г. М. Диланов, *Изв. вузов. Нефть и газ, № 6: 41* (1967).
223. В. Е. Копылов, *Изв. вузов. Нефть и газ, № 6: 63* (1997).
224. J. Wolfram, *Proc. R. Soc. London, Sec. A, 455, Iss. 1988: 2957* (1999).
225. Y. A. Khulief and H. Al-Naser, *Finite Elements in Analysis and Design, 41, Iss. 13: 1270* (2005).
226. C. O. Housseine, C. Monroy, and F. Bigot, *30th International Workshop on Water Waves and Floating Bodies (April 12–15, 2015, Bristol, UK)*.
227. А. Х. Мирзаджанзаде, Г. С. Степанова, *Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа* (Москва: Недра: 1977).
228. В. Г. Борецкий, В. И. Векерик, С. В. Ненашев, Б. Д. Борисевич, Б. М. Романчук, *Нефтяная промышленность. Серия: Нефтегазовая геология, геофизика и бурение, вып. 2: 31* (1985).
229. *Трубы нефтяного сортамента: Справочник* (Ред. А. Е. Сароян) (Москва: Недра: 1987).
230. Б. Д. Борисевич, М. В. Лисканич, *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ, 4, вип. 36: 103* (1999).

REFERENCES

1. *Spravochnik Inzhenera po Bureniyu* (Eds. V. I. Mishchevich and K. A. Sidorov) (Moscow: Nedra: 1984), vol. 1 (in Russian).
2. *Burenie Neftyanykh i Gazovykh Skvazhin: Spravochnik* (Eds. V. G. Yasov and G. N. Sementsov) (Uzhhorod: Karpaty: 1983) (in Russian).
3. J. Mitchell, *Rig Math* (Drilbert Engineering Inc.: Technical Training for the

- Drilling Industry: 2003).
4. Newbuild Report: A Flurry of New Rig Orders Worldwide Shows Faith in a Strong Market for Several Years to Com, *World Oil*, December 2006.
 5. N. V. Stepanov. *Modelirovanie i Prognoz Oslozhneniy pri Burenii Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1989) (in Russian).
 6. A. K. Samotoy and I. A. Serenko. *Issledovanie Prichin Vozniknoveniya Prikhvatov, Sovershenstvovanie Sposobov Ih Preduprezhdeniya i Likvidatsii. Tematicheskie Nauchno-Tekhnicheskie Obzory* (Moscow: VNIIOENG: 1979) (in Russian).
 7. P. Jogi, J. D. MacPherson, M. Neubert, H. Reckmann, and G. Heisig, *IADC/SPE Drilling Conference (Febr. 21-23, 2006, Miami, Florida, USA)*.
 8. V. G. Abaturov, *Burenie v Slozhnykh Geologicheskikh Usloviyakh. Chast 1. Avarii, Ih Preduprezhdenie i Likvidatsiya: Kurs Lektsiy* (Tyumen: TyumGNGU: 1995) (in Russian).
 9. *Pravila Bezopasnosti v Neftyanoy i Gazovoy Promyshlennosti* (Moscow: Gosgortekhnadzor Rossii: 1993) (in Russian).
 10. V. G. Yasov, A. V. Aniskovtsev, E. P. Zhuykov, and A. G. Kazakov, *Primenenie Zhidkostnykh Vann pri Likvidatsii Prikhvatov Burilnoy Kolonny* (Moscow: VNIIOEG: 1989) (in Russian).
 11. V. G. Yasov, *Oslozhneniya i Avarii pri Burenii Neftnyanykh i Gazovykh Skvazhin: Uchebn. Posobie* (Ivano-Frankovsk: IFDTUNH: 1999) (in Russian).
 12. E. Allikvander, *Sovremennoe Glubokoe Burenie* (Moscow: Nedra: 1969) (in Russian).
 13. V. A. Brazhnikov and A. A. Furne, *Informatsionnoe Obespechenie Optimalnogo Upravleniya Burenem Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1989) (in Russian).
 14. Ye. I. Kryzhanivsky, V. M. Moisyshyn, and M. M. Yavorsky, *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, 14, № 1: 5 (2005) (in Ukrainian).
 15. B. M. Mardonov, A. B. Baraev, and N. M. Akhmetov, *Prikladnye Zadachi Mekhaniki Bureniya Neftgazovykh Skvazhin* (Shymkent: 2013) (in Russian).
 16. O. Vincké and C. Mabile, *Oil & Gas Science and Technology*, 59, No. 4: 343 (2004).
 17. D. A. Smalling and R. L. Myers II, *SPE Drilling Engineering*, 3, Iss. 2: 141 (1988).
 18. M. E. Cobern and M. E. Wassell. *Drilling Vibration Monitoring & Control System* (APS Technology: Inc. 800 Corporate Row Cromwell: CT 06416: USA).
 19. Sh. M. Aytaliev, B. M. Mardonov, and I. I. Dzhanzakov, *Izv. Ministerstva Nauki Akademii Nauk RK. Ser. Fiz.-Mat. Nauki*, No. 5: 81 (1998) (in Russian).
 20. G. K. Aladinskaya, *Izv. Vuzov. Geologiya i Razvedka*, No. 10: 147 (1975) (in Russian).
 21. K. V. Iogansen, *Sputnik Burovika: Spravochnik* (Moscow: Nedra: 1990) (in Russian).
 22. B. M. Kurochkin, *Tekhnika i Tekhnologiya Likvidatsii Oslozhneniy pri Burenii i Kapitalnom Remonte Skvazhin* (Moscow: OAO 'VNIIOENG': 2008) (in Russian).
 23. S. A. Moldavtsev and V. I. Vekeryk, *Dynamika Sharoshkovogo Dolota i Burylnogo Instrumentu v Protsesi Burinnya* (Ivano-Frankivsk: Fakel: 2006) (in Ukrainian).
 24. S. A. Moskvina, *Nauchnye Problemy Volgo-Uralskogo Regiona. Tekhnicheskie i Estestvennye Aspekty: Sb. Nauch. Tr.* (Ufa: UGNTU: 2000), Vol. 2, p. 102 (in

- Russian).
25. R. Menli, *Analiz i Obrabotka Zapisey Kolebaniy* (Moscow: 1972) (in Russian).
 26. P. I. Ogorodnikov, *Upravlenie Uglubleniem Zaboya Skvazhiny na Baze Izucheniya Dinamicheskikh Protsesov v Burilnoy Kolonne* (Dissertation for Dr. Tech. Sci.) (Moscow: Gubkin Russian State Univ. Oil Gas: 1991) (in Russian).
 27. A. K. Samotoy, *Prikhvaty Kolonn pri Burenii Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1984) (in Russian).
 28. R. K. Hodgson and P. Hassard, *IADC/SPE Drilling Conference (21–23 February, 2006)* (Miami: Florida: USA).
 29. G. W. Massie, J. Castle-Smith, J. W. Lee, and M. S. Ramsey, *Pet. Eng. Int.*, **67**, Iss. 1: 48 (1995).
 30. E. M. Navarro-López and D. Cortés, *J. Sound Vib.*, **307**, Iss. 1–2: 152 (2007).
 31. N. R. Rabinovich, *Inzhenernye Zadachi Mekhaniki Sploshnoy Sredy v Burenii* (Moscow: Nedra: 1989) (in Russian).
 32. B. A. Andreson, R. G. Abdrakhmanov, A. U. Sharipov, and G. P. Bochkaryov, *Ekologicheskii Chistye Smazochnye Dobavki dlya Prigotovleniya Burovykh Rastvorov* (Moscow: VNIIOENG: 1991) (in Russian).
 33. I. P. Pustovoytenko, *Preduprezhdenie i Likvidatsiya Avariiv v Burenii* (Moscow: Nedra: 1988) (in Russian).
 34. A. K. Samotoy, *Preduprezhdenie i Likvidatsiya Prikhvatov Trub pri Burenii Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1979) (in Russian).
 35. *Instruktsiya po Borbe s Prikhvatami Kolonn Trub pri Burenii Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1976) (in Russian).
 36. M. K. Seid-Rza, N. M. Sherstnyov, A. O. Babaev, A. A. Grigoryan, and A. A. Khachaturov, *Prichiny Prikhvatov Burilnogo Instrumenta, Sposoby Ih Preduprezhdeniya i Likvidatsii* (Baku: Azerneshr: 1975) (in Russian).
 37. A. I. Bulatov and A. G. Avetisov, *Spravochnik Inzhenera po Bureniiyu* (Moscow: Nedra: 1985), vol. 1 and 2 (in Russian).
 38. V. M. Moisyshyn, B. D. Borysevych, R. B. Shcherbiy, A. I. Bandura, and I. R. Mykhaylyuk, *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, **46**, No. 1: 66 (2013) (in Ukrainian).
 39. A. I. Bulatov, Yu. M. Proselkov, and V. I. Ryabchenko, *Tekhnologiya Promyvkii Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1981) (in Russian).
 40. V. M. Moisyshyn, E. M. Baranovskiy, and S. V. Hoshovskiy, *Zakonomirnist Zminy Napruzhenogo Stanu Masyvu Girskykh Porid, shcho Znakhodytsya u Granychno Napruzhenomui Stani, pry Burinni Glybokykh Sverdlovin: Naukove Vidkryttya* (Diploma No. 395: 27.04.2010) (in Ukrainian).
 41. M. V. Shavransky, *Nauk. Visn. Ivano-Frankivsk Nat. Tech. Univ. Oil Gas*, **1**, No. 1: 87 (2001) (in Ukrainian).
 42. A. V. Lyagov, *Neft. Khoz-vo*, No. 6: 68 (2004) (in Russian).
 43. I. M. Babakov, *Teoriya Kolebaniy* (Moscow: Nauka: 1968) (in Russian).
 44. T. Huan, D. V. Dering, *Tr. AOIM: Konstruirovaniye i Tekhnologiya Mashinostroeniya*, No. 2: 62 (1966) (in Russian).
 45. John Mitchell, *Trouble-Free Drilling: Stuck Pipe Prevention* (Drillbert Engineering Inc.: Technical Training for the Drilling Industry: 2001).
 46. W. B. Bradley, D. Jarman, R. A. Auflick, R.S. Plott, R. D. Wood, T. R. Schofield, and D. Cocking, *Oil Gas J.*, **101**: 84 (1991).
 47. V. I. Krylov, V. V. Kretsul, S. V. Medentsev, and V. A. Kuksov, *Neft. Khoz-vo*, No. 11: 56 (2004) (in Russian).

48. M. I. Orynychak, O. S. Beyzyk, A. R. Yurych, and V. V. Hrytsiv, *Uskladnennyya ta Avariyi v Burinni. Praktikum* (Ivano-Frankivsk: IFNTUNH: 2015) (in Ukrainian).
49. O. O. Slaby, *Prykarpat. Visn. NTSh. Chyslo*, **21**, No. 1: 256 (2013) (in Ukrainian).
50. I. I. Barabashkin, Ya. V. Kuntsyak, and G. F. Perlov, *Nauch. Tr. VNIIBT: Mashyny i Neftyanoe Oborudovanie*, Iss. 8: 5 (1980) (in Russian).
51. E. M. Baranovsky and V. M. Moisyshyn, *Naftogazova Energetyka*, **4**, No. 3: 21 (2007) (in Ukrainian).
52. E. M. Baranovsky and V. M. Moisyshyn, *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, **19**, № 2: 37 (2006) (in Ukrainian).
53. L. I. Baron, *Kharakteristiki Treniya Gornykh Porod* (Moscow: Nauka: 1967) (in Russian).
54. I. I. Dzhanzakov and Sh. I. Umedov, *Neft i Gaz*, No. 4: 23 (1998) (in Russian).
55. E. M. Baranovsky and V. M. Moisyshyn, *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, **22**, No. 1: 103 (2007) (in Ukrainian).
56. V. K. Belan and V. Ya. Simkin, *RNTS: Mashyny i Neftyanoe Oborudovanie*, No. 2: 17 (1973) (in Russian).
57. N. A. Kolesnikov and N. Ya. Melentev, *Iskriivlenie Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1981) (in Russian).
58. I. K. Mayorov, *Neft. Khoz-vo*, No. 4: 28 (1966) (in Russian).
59. V. M. Moisyshyn, *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, **35**, No. 2: 15 (1998) (in Ukrainian).
60. V. M. Moisyshyn and V. I. Vekeryk, *Prykarpat. Visn. NTSh. Chyslo*, **13**, No. 1: 56 (2011) (in Ukrainian).
61. A. I. Galinov and A. K. Samotoy, *Gidrodinamicheskie Sposoby Likvidatsii Prikhvatov Burilnykh Kolonn* (Moscow: VNIIOEHG: 1981) (in Russian).
62. A. K. Samotoy, *Analiz Effektivnosti Sposobov Likvidatsii Prikhvatov. Obzor, Inform.* (Moscow: VNIIOEHG: 1983) (in Russian).
63. Z. A. Sakharov, *Likvidatsiya Prikhvatov pri Burenii Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1976) (in Russian).
64. V. G. Boretskiy, V. I. Vekerik, S. V. Nenashev, B. D. Borisevich, and B. M. Romanchuk, *Neftyanaya Promyshlennost*, Iss. 2: 31 (1985) (in Russian).
65. B. D. Borysevych, V. M. Moisyshyn, R. B. Shcherbiy, and B. V. Dolishniy, *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, **32**, No. 3: 23 (2009) (in Ukrainian).
66. B. D. Borysevych, V. M. Moisyshyn, R. B. Shcherbiy, and B. V. Dolishniy, *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, **33**, No. 4: 18 (2009) (in Ukrainian).
67. V. G. Yasov and M. A. Myslyuk, *Oslozhneniya v Burenii: Spravochnoe Posobie* (Moscow: Nedra: 1991) (in Russian).
68. M. N. Gulizade, K. B. Shakhbazbekov, and D. S. Yordanov, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 8: 13 (1965) (in Russian).
69. *Rukovodstvo po Tekhnologiyam Burovykh Rastvorov Kompanii 'Baroid'* (in Russian).
70. Ya. S. Kotskulych and O. V. Tyshchenko, *Zakinchuvannya Sverdlovyn* (Kyiv: Interpres LTD: 2004) (in Ukrainian).
71. V. I. Simonov and B. A. Tvorogov, *Tr. ZapSibNIGNI*, Iss. 14: 44 (1979) (in Russian).

72. *Security Introduces the 'Very Good' Drilling Absorber, World Oil*, January: 116 (1977).
73. N. Woodall-Mason and J. R. Tilbe, *J. Petr. Techn.*, **28**, Iss. 8 (1976).
74. *Instruktsiya po Osvobozhdeniyu Prikhvachennogo Burilnogo Instrumenta Torpedirovaniem* (Leningrad: Nedra: 1970) (in Russian).
75. F. A. Angoba, *Tr. AOIM: Konstruirovaniye i Tekhnologiya Mashinostroeniya*, No. 2: 8 (1965) (in Russian).
76. F. G. Bevzyuk, *Tr. UkrGIPRONIineft*, Iss. 97: 57 (1976) (in Russian).
77. Ya. S. Vasilev, E. P. Kaidanov, and V. A. Kildebekov, *Tr. VNIIBT*, No. 41: 156 (1978) (in Russian).
78. I. I. Dzhanzakov and M. N. Abishev, *Vest. MANEB*, **13**, No. 5: 90 (2008) (in Russian).
79. *Vibratsii v Tekhnike* (Eds. F. M. Dimentberg and K. S. Kolesnikov) (Moscow: Mashinostroenie: 1980), vol. 3 (in Russian).
80. *Instruktsiya po Osvobozhdeniyu Prikhvachennykh Trub v Skvazhinakh Vzryvom* (Moscow: Nedra: Vsesoyuzny NII Geof. Metodov Razv.: 1982) (in Russian).
81. Z. G. Kerimov and M. A. Sadykhov, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 5: 29 (1975) (in Russian).
82. V. E. Kopylov, *Problemy Nefti i Gaza Tyumeni*, No. 42: 35 (1979) (in Russian).
83. V. E. Kopylov and V. G. Boiko, *INTS: Burenie*, Iss. 24: 6 (1967) (in Russian).
84. *Vibratsii v Tekhnike* (Ed. E. E. Lavendella) (Moscow: Mashinostroenie: 1981), vol. 4 (in Russian).
85. R. M. Mirsalimov, T. A. Gasanov, R. E. Ataev, and K. I. Fatullaev, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 4: 72 (1978) (in Russian).
86. P. I. Ohorodnikov and V. M. Svitlytsky, *Integrovani Tekhnologiyi ta Energozberezhennya*, No. 3: 23 (2009) (in Ukrainian).
87. P. I. Ohorodnikov, V. M. Svitlytsky, and B. M. Malyarchuk, *Naftova ta Gazova Promyslovist*, No. 5: 19 (2010) (in Ukrainian).
88. N. S. Tymofeev, M. I. Vorozhbitov, and V. P. Shumilov, *RNTS: Mashiny i Neftyanoe Oborudovanie*, No. 2: 13 (1975) (in Russian).
89. I. Finnie and J. J. Bailey, *J. Eng. Ind.*, **82**, Iss. 2: 129 (1960).
90. J. R. Bailey, E. Biediger, V. Gupta, D. Ertas, W. C. Elks, and F. E. Dupriest, *IADC/SPE Drilling Conference (March 4–6, 2008, Orlando, Florida, USA)*.
91. A. K. Booer and R. J. Meehan, *SPE Drilling Completion*, **8**, Iss. 2: 93 (1993).
92. K. K. Botros, J. O'Blenes, and E. Yajure, *J. Petr. Gas Eng.*, **5**, Iss. 5: 70 (2014).
93. V. Moisyshyn, V. Yacyshyn, and O. Vytyaz, *Archives Min. Sci.*, **57**, Iss. 3: 601 (2012).
94. A. A. Karakozov, *Razrabotka i Issledovanie Udarnykh Mekhanizmov dlya Likvidatsii Prikhvatov v Skvazhine* (Thesis of Dissert. ... for Dr. Tech. Sci.) (Donetsk: Donetsk. Polytech. Inst.: 1993) (in Russian).
95. Z. G. Kerimov and S. A. Bagirov, *Avtomatizirovannoe Proektirovaniye Konstruktsiy* (Moscow: Mashinostroenie: 1985) (in Russian).
96. V. M. Moisyshyn and Z. V. Kulinin, *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, **33**: 207 (1996) (in Ukrainian).
97. V. M. Moisyshyn and Z. V. Kulinin, *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, **9**, No. 4: 10 (2003) (in Ukrainian).
98. V. M. Moisyshyn and Z. V. Kulinin, *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, **10**, No. 1: 12 (2004) (in Ukrainian).

99. V. M. Moisyshyn and Z. V. Kulinin, *Naftogazova Energetyka*, **1**, No. 1: 28 (2006) (in Ukrainian).
100. *Vibratsii v Tekhnike* (Ed. K. V. Frolova) (Moscow: Mashinostroenie: 1981), vol. 6 (in Russian).
101. D. W. Dareing and E. I. Radzimovsky, *SPE J.*, **5**, Iss. 4 (1965).
102. V. Moisyshyn and K. Levchuk, *Oil Gas Sci. Technol.*, **72**, No. 5: 27(8) (2017).
103. V. A. Marutov and S. A. Pavlovskiy, *Gidrotsilindry* (Moscow: Mashinostroenie: 1966) (in Russian).
104. B. I. Mittelman, *Spravochnik po Gidravlicheskim Raschetam v Burenii* (Moscow: Gostoptekhizdat: 1963) (in Russian).
105. E. F. Epshtein and V. G. Yasov, *Burenie Skvazhin Gidroudarnikami* (Moscow: Nedra: 1967) (in Russian).
106. Bodine Albert. *Torsional Sonic Oscillator Employing Universal Joints and Tandem Arranged Oscillator Rotors*: Patent 4096762 USA, F26 H33/00, 74/61 (Published June 27, 1978).
107. L. Grinis and V. Haslavsky, *Int. J. Mechan., Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing*, **7**, No. 7: 1592 (2013).
108. *Modelling of Hydraulic Systems. Hydraulics Library Manual and Tutorial* (Modelon AB, Sweden: Maplesoft, Canada: 2013).
109. V. P. Balitskiy, *RNTS: Mashiny i Neftyanoe Oborudovanie*, No. 11: 9 (1979) (in Russian).
110. D. Beili and D. Fini, *Tr. AOIM: Konstruirovaniye i Tekhnologiya Mashinostroeniya*, No. 2: 8 (1963) (in Russian).
111. M. I. Vorozhbitov, *RNTS: Neft. Khoz-vo*, No. 4: 29 (1972) (in Russian).
112. R. F. Mitchel and M. B. Allen, *Neft, Gaz i Neftekhimiya za Rubezhom*, No. 4: 30 (1985) (in Russian).
113. G. Akinniranye, A. Megat, H. Elswaisy, J. Palacio, B. Poedjono, and R. B. Goobie, *SPE Drilling & Completion*, **24**, Iss. 2 (2009).
114. D. W. Dareing, *J. Energy Res. Technol.*, **107**, Iss. 1: 138 (1985).
115. D. Ertaş, J. R. Bailey, Lei Wang, and P. E. Pastusek, *SPE Drilling & Completion*, **29**, Iss. 4: 405 (2014).
116. A. Ghasemloonia, D. G. Rideout, S. D. Butt, *J. Mech. Eng. Sci.*, **227**, Iss. 5: 946 (2013).
117. B. N. Vasyuk and S. V. Goshovskiy, *Porodorazrushayushchiy i Metalloobrabatvayushchiy Instrument — Tekhnika i Tekhnologiya Ego Izgotovleniya i Primeneniya*, Iss. 14: 93 (2011) (in Russian).
118. M. A. Childers, *J. Petr. Tech.*, **20**, Iss. 7: 751 (1968).
119. G. Kemp, *Lovilnye Raboty v Neftyanых Skvazhinakh. Tekhnika i Tekhnologiya* (Moscow: Nedra: 1990) (in Russian).
120. I. K. Maslennikov, *Burovoy Instrument* (Moscow: Nedra: 1989) (in Russian).
121. V. V. Romanenko, *Povyshenie Effektivnosti Protsessa Bureniya Skvazhin na Osnove Issledovaniya Dinamicheskogo Rezhima Raboty Niza Burilnogo Instrumenta dlya Usloviy Zapadnoy Sibiri* (Thesis of Dissert. ... for Dr. Tech. Sci.) (Ivano-Frankovsk: IFGTUNG: 1985) (in Russian).
122. A. S. Galeev and S. A. Moskvina, *Nauchnye Problemy Volgo-Uralskogo Regiona. Tekhnicheskie i Estestvennye Aspekty: Sb. Nauch. Tr.*, vol. 1, p. 4 (2000) (in Russian).
123. V. G. Grigulevskiy, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 3: 27 (1978) (in Russian).
124. B. Z. Sultanov, E. I. Ishemguzhin, I. Kh. Shammassov and V. N. Sorokin, *Rabota*

- Burilnoy Kolonny v Skvazhine* (Ufa: UNI: 1973) (in Russian).
125. A. E. Saroyan, *Burilnye Kolonny v Glubokom Burenii* (Moscow: Nedra: 1979) (in Russian).
 126. V. V. Simonov and E. K. Yunin, *Volnovye Protsessy v Burilnoy Kolonne* (Moscow: MINH: 1979) (in Russian).
 127. R. E. Bradbury and J. C. Wilhoit, *J. Eng. Ind.*, **85**, Iss. 2: 156 (1963).
 128. D. V. Dering and B. Dzh. Livsey, *Tr. AOIM: Konstruirovaniye i Tekhnologiya Mashinostroeniya*, No. 4: 163 (1968) (in Russian).
 129. Z. G. Kerimov, *Dinamicheskie Raschety Burilnoy Kolonny* (Moscow: Nedra: 1970) (in Russian).
 130. A. Kh. Mirzadzhanzade, Z. G. Kerimov, and M. G. Kopeykin, *Teoriya Kolebaniy v Neftepromyslovom Dele* (Moscow-Izhevsk: Inst. Komp. Issled.: 2005) (in Russian).
 131. A. E. Saroyan, *Teoriya i Praktika Raboty Burilnoy Kolonny* (Moscow: Nedra: 1990) (in Russian).
 132. E. V. Harchenko, *Dinamicheskie Protsessy Burovykh Ustanovok* (Lvov: Svit: 1991) (in Russian).
 133. J. Tian, Wu. Chunming, L. Yang, Z. Yang, G. Liu, and C. Yuan, *Soc. Petr. Eng. J.*, **19**, Iss. 4 (2016).
 134. V. V. Simonov and E. K. Yunin, *Vliyanie Kolebatelnykh Protsessov na Rabotu Burilnogo Instrumenta* (Moscow: Nedra: 1977) (in Russian).
 135. V. P. Balitskiy, *RNTS: Mashiny i Neftyanoe Oborudovaniye*, No. 12: 15 (1976) (in Russian).
 136. V. G. Griguletskiy, *Optimalnoye Upravleniye pri Burenii Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1988) (in Russian).
 137. E. K. Yunin, *Vvedeniye v Dinamiku Glubokogo Bureniya* (Moscow: Librokom: 2009) (in Russian).
 138. F. H. Deily, W. H. Dareing, and G. H. Paf, *Oil Gas J.*, **66**, Iss. 2: 55 (1968).
 139. L. E. Simonyants, *Razrusheniye Gornyykh Porod i Ratsionalnaya Harakteristika Dvigatelay dlya Bureniya* (Moscow: Nedra: 1966) (in Russian).
 140. V. N. Alekseev, *Razvedka i Okhrana Nedr*, No. 10: 31 (1973) (in Russian).
 141. N. A. Alfutov, *Osnovy Rascheta na Ustoychivost Uprugikh Sistem* (Moscow: Mashinostroeniye: 1978) (in Russian).
 142. I. Bazhin, Yu. Berengard, M. Gaytsgori, S. Ermakov, T. Klaptsova, A. Kudinov, and V. Chkalov, *Avtomatizirovannoye Proektirovaniye Mashinostroitelnogo Gidroprivoda* (Ed. S. A. Ermakov) (Moscow: Mashinostroeniye: 1988) (in Russian).
 143. V. P. Balitskiy, *Avtomatizatsiya i Telemekhanizatsiya Neftyanoy Promyshlennosti*, No. 1: 3 (1977) (in Russian).
 144. *Vibratsii v Tekhnike* (Ed. I. I. Blekhman) (Moscow: Mashinostroeniye: 1979), vol. 2 (in Russian).
 145. *Vibratsii v Tekhnike* (Ed. V. V. Bolotin) (Moscow: Mashinostroeniye: 1978), vol. 1 (in Russian).
 146. Z. G. Kerimov, M. A. Sadykhov, F. K. Aliev, and T. K. Kuliev, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 3: 26 (1992) (in Russian).
 147. Z. G. Kerimov, *Mater. I Vsesoyuz. Konf. po Dinamike i Prochnosti Neftepromyslovogo Oborudovaniya* (1974), p. 3 (in Russian).
 148. A. Lubinski, *Drilling and Production Practice* (New York: 1950).
 149. V. I. Vekeryk, *Naftova i Gazova Promyslovist*, No. 2: 31 (1992) (in Ukrainian).

150. O. V. Voinov, *Tr. VNIIBT*, Iss. 58: 3 (1983) (in Russian).
151. R. M. Eygeles and R. V. Strekalova, *Raschet i Optimizatsiya Protsessov Bureniiya Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1977) (in Russian).
152. M. G. Eskin and L. E. Isachenko, *RNTS: Neft. Khoz-vo*, No. 6: 15 (1971) (in Russian).
153. L. S. Surnin, *Povyshenie Effektivnosti Primeneniya Amortizatorov na Baze Issledovaniya Volnovykh Protsessov v Burilnoy Kolonne* (Disser. ... for Dr. Tech. Sci.) (Ivano-Frankivsk: IFGTUNG: 1986) (in Russian).
154. V. I. Tarasevich, *Burenie Neftyanykh i Gazovykh Skvazhin: Tr. Kuybyshevskogo Politekhn. Inst.* (1969), p. 16 (in Russian).
155. Yu. G. Yurtashev, *Dinamika Burovykh Ustanovok* (Moscow: Nedra: 1987) (in Russian).
156. V. I. Vekerik, *Sovershenstvovanie Tekhnologiy Uglubleniya Skvazhin Izmeneniem Dinamiki Raboty Burilnogo Instrumenta* (Disser. ... for Dr. Tech. Sci.) (Ivano-Frankovsk: IFGNTUNG: 1991) (in Russian).
157. H. Dongying, S. Peiming, Z. Guoqiang, L. Zifeng, L. Xujia, and W. Lianjin, *Procedia Engineering*, **26**: 1891 (2011).
158. A. M. Ljuština, J. Parunov, and I. Senjanović, *SORTA 2004: 16th Symposium on Theory and Practice of Shipbuilding (Oct. 21–23, 2004)* (Plitvice, Croatia, University of Zagreb).
159. B. D. Malko and M. M. Lyakh, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 2: 19 (1988) (in Russian).
160. S. G. Kalinin, *Dinamika Pod'emnoy Sistemy Burovykh Ustanovok* (Lvov: Vyshcha shk.: 1975) (in Russian).
161. A. G. Kalinin, *Iskrivlenie Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1974) (in Russian).
162. S. G. Kalinin and E. V. Kharchenko, *Dinamika Nesushchikh Konstruktsiy Burovykh Ustanovok* (Lvov: Vyshcha Shkola: 1988) (in Russian).
163. Ye. Kharchenko, I. Hileta, and O. Kvashenko, *Tekhnichni Visti*, Nos. 1–2 (35): 105 (2006) (in Ukrainian).
164. B. Z. Sultanov, *Upravlenie Ustoychivostyu i Dinamikoy Burilnoy Kolonny* (Moscow: Nedra: 1991) (in Russian).
165. P. I. Ohorodnikov, *Naftova i Gazova Promyslovist*, No. 2: 25 (1982) (in Ukrainian).
166. A. E. Saroyan, *Proektirovanie Burilnykh Kolonn* (Moscow: Nedra: 1971) (in Russian).
167. A. E. Saroyan, *Teoriya i Praktika Raboty Burilnoy Kolonny* (Moscow: Nedra: 1990) (in Russian).
168. V. M. Moisyshyn, B. D. Borysevych, Yu. L. Havryliv and S. A. Zinchenko, *Stiykist i Kolyvannya Burylnoyi Kolony* (Ivano-Frankivsk: Lileya-NV: 2013) (in Ukrainian).
169. V. G. Griguletskiy and V. T. Lukyanov, *Proektirovanie Komponovok Nizhney Chasti Burilnoy Kolonny* (Moscow: Nedra: 1990) (in Russian).
170. T. Huan and D. V. Dering, *ASME po Neftyanomu Mashinostroeniyyu, Sosudam Davleniya i Truboprovodam* (Dallas, Texas: Mir: 1968), No. 4: 99 (in Russian).
171. R. H. Sannikov and M. R. Mavlyutov, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 10: 36 (1971) (in Russian).
172. A. Kh. Mirzadzhanzade and S. A. Shyrinzade, *Povyshenie Effektivnosti i Kachestva Glubokikh Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1986) (in Russian).
173. V. S. Tikhonov, A. I. Safronov, and M. Ya. Gelfgat, *ASME 8th Biennial*

- Conference on Engineering Systems Design and Analysis (July 4–7, January 2006)* (Torino: Italy), p. 25.
174. N. A. Sesyunin, *Nekotorye Zadachi Stesnennogo Prostranstvennogo Izgiba Uprugikh Sterzhney* (Moscow: Moskovskiy Gosud. Otkrytyy Univ.: 1997) (in Russian).
 175. V. I. Bogdanov and G. A. Kulyabin, *Problemy Nefti i Gaza Tyumeni*, Iss. 19: 20 (1973) (in Russian).
 176. V. M. Moisyshyn, *Osnovy Mekhaniky Burylnoyi Kolony pry Poglyblenni Sverdlovyn Rotornym Sposobom* (Dissertation ... for Dr. Tech. Sci.) (Ivano-Frankivsk: IFDTUNH: 1996) (in Ukrainian).
 177. G. Rashed, R. Ghajar, and S. J. Hashemi, *14th International Congress of Sound and Vibration* (Cairns: Australia), vol. 1, p. 361 (2007).
 178. V. A. Svetlitskiy, *Mekhanika Truboprovodov i Shlangov* (Moscow: Mashinostroenie: 1982) (in Russian).
 179. B. Schmalhorst, E. Brommundt, A. Baumgart, and U. Richter, *IADC/SPE Drilling Conference* (New Orleans, Louisiana, USA: 2000).
 180. E. F. Epshtein, V. I. Matseychik, I. I. Ivakhnin and A. Sh. Asaturyan, *Raschet Burilnykh Trub v Geologorazvedochnom Burenii* (Moscow: Nedra: 1979) (in Russian).
 181. H. D. Outmans, *Soc. Pet. Eng.*, 213: 265 (1958).
 182. M. M. Aleksandrov, *Sily Soprotivleniya pri Dvizhenii Trub v Skvazhine* (Moscow: Nedra: 1978) (in Russian).
 183. A. A. Golovin, V. F. Olovyanishnikov and S. M. Ryabikhina, *RNTS: Mashiny i Neftyanoe Oborudovanie*, No. 3: 22 (1978) (in Russian).
 184. G. V. Konesev, A. I. Spivak, M. R. Mavlyutov, *Tr. Ufimskogo Neft. Inst.*, Iss. VII: 42 (1969) (in Russian).
 185. M. R. Annis and P. H. Monaghan, *J. Pet. Technol.*, 14, Iss. 5: 537 (1962).
 186. V. N. Alekseev and P. E. Tovstik, *Prikladnaya Mekhanika*, No. 9: 31 (1975) (in Russian).
 187. P. V. Balitskiy, *Vzaimodeystvie Burilnoy Kolonny s Zaboem Skvazhiny* (Moscow: Nedra: 1975) (in Russian).
 188. F. Deyli, U. Dering and G. Paff, *Trudy AOIM: Konsruirovanie i Tekhnologiya Mashinostroeniya*, No. 2: 112 (1968) (in Russian).
 189. I. M. Ametov and S. A. Shyrinzade, *Azerb. Neft. Khoz-vo*, No. 8: 18 (1978) (in Russian).
 190. Eric E. Maidla and Andrew K. Wojtanowicz, *SPE Drilling Eng.*, 5, Iss. 3: 247 (1990).
 191. A. S. Galeev, B. Z. Sultanov and M. S. Gabdrakhimov, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 1: 22 (1986) (in Russian).
 192. L. A. Sosnovskiy, *Tribo-Fatigue: Wear-Fatigue Damage and Its Prediction* (Springer: 2005).
 193. I. V. Kragelskiy, *Trenie i Iznos* (Moscow: Mashinostroenie: 1968) (in Russian).
 194. M. V. Lyskanych, B. D. Borysevykh, *Rozvidka i Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, Iss. 34: 58 (1997) (in Ukrainian).
 195. M. J. Jellison, G. Plessis, A. Glowacz, and J. M. Pasnak, *IADC World Drilling 2005, Conference and Exhibition Held in Rome (June 9–10, 2005, Rome, Italy)*.
 196. V. Ya. Simkin, *RNTS: Mashiny i Neftyanoe Oborudovanie*, No. 5: 14 (1971) (in Russian).
 197. J. E. Smith, R. B. Chandler, and P. L. Boster, *SPE/IADC Drilling Conference*

- (27 February–1 March, 2001, Amsterdam, Netherlands).
198. A. I. Spivak and A. N. Popov, *Razrushenie Gornyykh Porod pri Burenii Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1979) (in Russian).
 199. Yousif E. A. Bagadi, Abdelwahab M. Fadol, and Gao Deli, *Int. J. Res. Reviews in Appl. Sci.*, **11**, Iss. 1: 121 (2012).
 200. J.-M. Leroy and P. Estrier, *Oil Gas Sci. Technol.*, **56**, 6: 545 (2001).
 201. B. Z. Sultanov and A. Sh. Yanturin, *Neft. Khoz-vo*, No. 8: 27 (1974) (in Russian).
 202. M. J. Jellison, R. B. Chandler, M. Payne, and J. S. Shepard, *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference (March, 11–14, 2007, Manama, Bahrain)*.
 203. V. F. Shtamburg, G. M. Fayn, S. M. Danelyants, and A. A. Sheina, *Burilnye Truby iz Aluminiyevykh Splavov* (Moscow: Nedra: 1980) (in Russian).
 204. W. Scaruffi, E. Cristofanelli, S. Yu, A. Trocchia, C. Molaschi, and A. Merlo, *Intern. Petroleum Technology Conference (March 26–28, 2013, Beijing, China)*.
 205. I. P. Shatskii and V. V. Perepichka, *J. Appl. Mech. Technol. Phys.*, **54**, Iss. 6: 1016 (2013).
 206. B. Ya. Veremeykin, *RNTS: Mashiny i Neftyanoe Oborudovanie*, No. 7: 19 (1975) (in Russian).
 207. J. E. Smith, R. W. Schutz, and E. I. Bailey, *IADC/SPE Drilling Conference (Febr. 23–25, 2000, New Orleans, Louisiana, USA)*.
 208. V. E. Kopylov and V. G. Boyko, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 7: 60 (1967) (in Russian).
 209. Yu. A. Peslyak, *Raschet Napryazheniy v Kolonnakh Trub Neftnyanykh Skvazhin* (Moscow: Nedra: 1973) (in Russian).
 210. A. N. Popov and A. I. Spivak, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 3: 14 (1967) (in Russian).
 211. *Burenie Neftnyanykh i Gazovykh Skvazhin: Spravochnik* (Eds. V. G. Yasov and G. N. Sementsov) (Uzhgorod: Karpaty: 1983) (in Russian).
 212. I. I. Dzhanzakov, *Mekhanika Burilnykh Kolonn v Usloviyakh Prikhvata* (Atyrau: 2006) (in Russian).
 213. B. M. Mardonov, A. B. Baraev and N. M. Akhmetov, *Prikladnye Zadachi Mekhaniki Bureniya Neftgazovykh Skvazhin* (Shymkent: 2013) (in Russian).
 214. V. Moisyshyn and Z. Kulynyn, *The International Conference of the Carpathian Euro-Region Specialists in Industrial Systems (May 19–20, 2006)* (Scientific Bulletin North University of Baia Mare, **XX**, Sec. C: 249, 2006).
 215. V. I. Vekerik and V. M. Moisyshyn, *Urvneniya Ravnovesiya Uchastkov Burilnoy Kolonny v Skvazhine Proizvolno Orientirovannoy v Prostranstve* (Ivano-Frankovsk: Fakel: 2007) (in Russian).
 216. V. M. Moisyshyn, *Prykarp. Visn. NTSh. Chyslo*, **1**, No. 1: 43 (2008) (in Ukrainian).
 217. G. N. Sementsov, M. I. Gorbiychuk, and A. G. Bestelesny, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 11: 23 (1975) (in Russian).
 218. M. A. Myslyuk, and Yu. O. Zarubin, *Modelyuvannya Yavlyshch ta Protsesiv u Naftopromysloviy Spravi* (Ivano-Frankivsk: Ekor: 1999) (in Ukrainian).
 219. V. M. Moisyshyn, R. S. Yaremiychuk, I. M. Hural, and Ya. S. Yaremiychuk, *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, **6**, No. 1: 30 (2003) (in Ukrainian).
 220. S. Menand, H. Sellami, M. Tijani, O. Stab, D. Dupuis, and C. Simon, *IADC/SPE*

- Drilling Conference (Febr. 21–23, 2006, Miami, Florida, USA).*
221. V. Moisyshyn, B. Borysevych, and R. Shcherbiy, *Multifactorial Mathematical Model of Mechanical Drilling Speed. Mining of Mineral Deposits* (Eds. G. Pivnyak, V. Bondarenko, I. Kovalevs'ka, and M. Illiashov) (London: Taylor & Francis Group: 2013), p. 359.
 222. A. D. Sepiashvili, and G. M. Dilanov, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 6: 41 (1967) (in Russian).
 223. V. E. Kopylov, *Izv. Vuzov. Neft i Gaz*, No. 6: 63 (1997) (in Russian).
 224. J. Wolfram, *Proc. R. Soc. London, Sec. A*, **455**, Iss. 1988: 2957 (1999).
 225. Y. A. Khulief and H. Al-Naser, *Finite Elements in Analysis and Design*, **41**, Iss. 13: 1270 (2005).
 226. C. O. Housseine, C. Monroy, and F. Bigot, *30th International Workshop on Water Waves and Floating Bodies (April 12–15, 2015, Bristol, UK)*.
 227. A. Kh. Mirzadzhanzade and G. S. Stepanova, *Matematicheskaya Teoriya Eksperimenta v Dobyche Nefti i Gaza* (Moscow: Nedra: 1977) (in Russian).
 228. V. G. Boretskiy, V. I. Vekerik, S. V. Nenashev, B. D. Borisevich, and B. M. Romanchuk, *Neftyanaya Promyshlennost. Seriya: Neftegazovaya Geologiya, Geofizika i Burenie*, Iss. 2: 31 (1985) (in Russian).
 229. *Truby Neftyanogo Sortamenta: Spravochnik* (Ed. A. E. Saroyan) (Moscow: Nedra: 1987) (in Russian).
 230. B. D. Borysevych and M. V. Lyskanych, *Rozvidka i Rozrobka Naftovykh i Gazovykh Rodovyshch*, **4**, Iss. 36: 103 (1999) (in Ukrainian).