

МЕХАНІЧНІ СПОСОБИ ВИВІЛЬНЕННЯ ПРИХОПЛЕНОГО БУРИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТУ (ОГЛЯД)

К. Г. Левчук, В. М. Мойсишин, В. В. Рис, І. М. Гураль

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: k.levchuk@gmail.com, math@nung.edu.ua*

Проведено огляд видів прихоплень, фізичної суті та попередження виникнення прихоплень бурильного інструменту. З'ясовано місце прихоплень бурильного інструменту серед аварій і ускладнень при бурінні нафтових і газових свердловин. Розглянуто способи ліквідації прихоплень бурильного інструменту.

Ключові слова: буріння, прихоплення, бурильний інструмент, бурильна колона, удар, вібрація, вибух, бурова вежа.

Вступ

Світовий видобуток нафти в наш час складає близько 74-76 млн. барелів на день. Таким чином, за нинішніх темпів споживання, розвіданої нафти вистачить на 40 років, нерозвіданої – додатково на 30-50 років. Варто також врахувати також зростання споживання нафти. За останні 35 років глобальне споживання зросло з 20 до 30 млрд. барелів на рік. Щороку на поверхню ґрунтів і у світовий океан витікає 10-15 млн. тон нафти, що пов'язано з розгерметизацією трубопроводів й аварій з транспортними засобами – танкерами [1]. Витоки нафти спричиняють локальні екологічні катастрофи з важкими наслідками. Нафту використовують у промисловості не лише як паливо, а також для виробництва моторного палива, технічного мастила і розчинників. Крім того, нафта є джерелом цінної сировини для виробництва синтетичних гум і волокон, пластмас, клеїв, миючих засобів, пластифікаторів, присадок, фарбників [2].

Ускладнення в бурінні – відхилення технології проведення робіт від проекту або зупинка технологічного циклу робіт, відновлення якого можливе після усунення причин, що викликали його [3].

Ускладнення можуть бути викликані геологічними й організаційно-технологічними причинами. Геологічні ускладнення виникають у випадку прокладання свердловини у маловивчених горизонтах, на нових майданчиках, на ділянках покладів, де раніше даний вид ускладнень не зустрічався [4]. Організаційно-технологічні ускладнення викликані насамперед порушенням технології проведення робіт, незадовільною організацією виробництва робіт, застосуванням неякісного технологічного обладнання і матеріалів.

Інцидент – відмова або пошкодження технічних пристроїв, що використовують на небезпечному виробничому об’єкті, відхилення від режиму технологічного процесу, а *аварія* – руйнування обладнання або викид небезпечних речовин.

Аварія на нафтовій або газовій свердловині – непередбачене порушення безперервних технологічних процесів прокладання, випробування або експлуатації свердловин, що вимагає для його ліквідації проведення спеціальних робіт, не передбачених проектом із залученням додаткових ресурсів.

Таким чином, в практиці ведення бурових робіт всі види ускладнень, тривалість яких перевищують 48 годин, переходять у розряд аварій, оскільки їх ліквідація пов’язана із збільшенням економічних і екологічних втрат. Нафтогазовий викид або відкрите фонтанування також відносять до аварій.

Наведемо приклади найвідоміших світових аварій.

Одним з найкрупніших розливів нафти з суден вважається катастрофа, що відбулась біля Атлантичного узбережжя Франції 6 березня 1978 року. Тоді в 5 км від півострова Бретань американський танкер «Амосо Cadiz» сів на мілину і розбився об скелі, розколовся на три частини і затонув. У воду вилилось 223 тис. т нафти, утворивши пляму розміром у 2 тис. кв. км. Нафта поширилась також на 360 км узбережжя Франції (рис. 1). У 1979 році відбувся розлив нафти, викликаний зіткненням двох танкерів у Карибському морі: Atlantic Empress і Aegean Captain (<http://www.washprofile.org/ru/node/7142>). В результаті аварії в море потрапило майже 290 тис. т нафти. Один з танкерів затонув [5].



Рис. 1. Загибель танкера Amoco Cadiz, 16.03.1978 [5]

27 березня 1980 року бурова платформа Alexander L. Kielland, що належала Philips Petroleum (ConocoPhillips) затонула посередині між

Шотландією й Норвегією. Безпосередньою причиною були погодні умови: вітер 40 вузлів і 12-ти метрові хвилі. Такі платформи вважаються практично незатоплюваними. Однак окрім шторму затопленню сприяло розривання ребер жорсткості, що з'єднували опори платформи. Схожа історія сталась 15 лютого 1982 року з напівзануреною платформою Ocean Ranger біля берегів Ньюфаундленда. Під час шторму хвилею вибило ілюмінатор і морська вода залила контрольну панель системи баласту. У результаті короткого замикання відкрились клапани декількох баластних цистерн і платформа дала крен, перекинулась і затонула. У 1983 році танкер Castillo de Bellver, що знаходився в 100 км від м. Кейптаун (ПАР), загорівся і, в результаті пожежі, розколовся навпіл. В Індійському океані вилось понад 250 тис. т нафти. Течія віднесла нафтову плівку в океан, тому узбережжя ПАР не постраждало. Платформа Enchova Central горіла двічі. В обох випадках винен миттєвий викид газу – «грифон». Перший інцидент відбувся 16 серпня 1984 року, а другий 24 квітня 1988 року її знищив – відбувся витік, превентор не спрацював, і потоком газу труби вибило із свердловини, як корок з пляшки. Труба вдарилась об опору, пройшла іскра, яка і підпалила газ із свердловини. Платформа горіла 31 день. До найбільших аварій відносять катастрофу на платформі Piper Alpha у Північному морі, що відбулася 6 липня 1988 року (рис. 2). Платформа належала американській нафтовій компанії Occidental Petroleum [6]. В результаті витоку газу і займання платформа повністю зруйнувалась. У березні 1989 року нафтовий танкер «Еххон Valdez» американської компанії «Еххон», що перевозив нафту з Аляски у Каліфорнію, сів на мілину, налетівши на риф Блай в затоці Принц Вільямс біля узбережжя Аляски. Через пробоїну в судні в океан вилось понад 48 тис. т нафти.



Рис. 2. Витік газу і займання бурильної платформи Piper Alpha, 06.07.1988 [6]

У січні 1997 року російський танкер «Находка» затонув на шляху з Китаю на Камчатку. З його резервуарів в Японське море вилилось близько 19 тис. т нафти, утворивши 50 км пляму. На початку листопада 1998 року вантажне судно «Pallas» під прапором Ліберії прямувало до берегів Данії, сіло на мілину у Північному морі. При цьому утворився розлив 20 т важкої нафти вздовж узбережжя Голландії, Німеччини й Данії. Витік нафти викликав пожежу.

У січні 2000 року розлив нафти відбувся в Бразилії. У води бухти Гуанабара, з трубопроводу компанії «Petrobras» потрапило понад 1,3 млн. літрів нафти. На напівзануреній платформі Petrobras P-36 15 березня 2001 року відбувся вибух біля правої кормової опори платформи, за ним другий (рис. 3). Платформа дала крен в 16 градусів, і через 5 днів боротьби за плавучість перевернулася і затопилася. Причиною вибуху вважається перевищення допустимого тиску в аварійному дренажному баку, в котрий поступила нафтоводяна суміш.



Рис. 3. Крен плавучої напівзануреної бурильної платформи Petrobras P-36, 15.03.2001 [7]

У листопаді 2002 року в Біскайській затоці біля берегів Іспанії потерпів катастрофу танкер «Prestige». За різними джерелами, в море вилилось 80-90 тис. т нафти. Вартість ліквідації наслідків аварії склала 2,5 млн. євро. В результаті, Франція і Іспанія заборонили входити у свої води танкерам, що не мають подвійного корпусу. 27 липня 2003 року танкер «Tasman Spirit» потерпів катастрофу біля пакистанського м. Карачі. Із судна, що розпалося на дві частини, близько 55 тис. т нафти вилилось в море. В серпні 2006 року потерпів аварію танкер на Фі-

ліппінах. Тоді виявились забрудненими 300 км узбережжя у двох провінціях країни. 11 листопада 2007 року шторм в Керченській протоці став причиною безпрецедентної надзвичайної події в Азовському й Чорному морях – за один день затонуло 4 судна, 6 сіли на міліну, отримали пошкодження 2 танкера. З розламаного танкера «Волгоневфть-139» в море вилилось понад 2 тис. т мазуту, на затоплених суховантажах знаходилось біля 7 тис. т сірки [7].

Вибух і пожежа відбулася 20 квітня 2010 року за 80 км від узбережжя штату Луїзіана в Мексиканській затоці на нафтовій платформі «Deepwater Horizon» на родовищі Макондо (рис. 4). Через пошкодження труб свердловини на глибині 1,5 км в Мексиканську затоку за 152 дні вилилось близько 5 млн. барелів нафти, нафтова пляма досягла площі 75 тис. кв. км, що склало 5% площі Мексиканської затоки [8]. Після 36-годинної пожежі 22 квітня платформа «Deepwater Horizon» затонула. Зупинити витік нафти вдалось 4 серпня. Платформа належала швейцарській компанії Transocean.



Рис. 4. Вибух на плавучій напівзануреній бурильній платформі в Мексиканській затоці, 20.04.2010 [8]

У червні 2011 року на 2 бурових платформах родовища «Penglai 19-3» у Бохайській затоці було зафіксовано витік нафти. Родовище розроблялось міжнародною нафтовидобувною компанією ConocoPhillips сумісно з китайською державною нафтовою компанією ConocoPhillips (CNOOC), яка в серпні 2011 року сповістила про наявність нового дже-

рела витоку нафти в 10,8 кілометрах від узбережжя китайської провінції Хебей і Ляонін. 18 грудня 2011 року бурильна платформа «Кольская» перевернулася в Охотському морі за 200 км від берега о. Сахалін. Установка повністю пішла під воду. З 67 осіб, що знаходились на борту, врятували лише 14.

7 листопада 2012 року сталася аварія на нафтодобувній платформі компанії Statoil у Норвезькому морі. На платформі «Floatel Superior», що працює на родовищі Ньйорд, було виявлено сильний крен. 16 листопада 2012 року нафтопереробна платформа загорілась у Мексиканській затоці. Пожежа виникла біля узбережжя штату Луїзіана на об'єкті компанії Black Elk Energy. 16 січня 2013 року компанія TAQA Bratani, що належить Abu Dhabi National Energy, перекрила нафтопровід Brent System у британській частині Північного моря у зв'язку з внутрішнім витоком. Вилив нафти на платформі Cormorant Alpha призвів до закриття 8 платформ. 2 березня 2013 року відбувся витік з нафтопромислової платформи Cormorant Alpha у Північному морі. Вилив нафти відбувся у процесі технічного обслуговування. 23 липня 2013 року почалась пожежа на платформі, розташованій в Мексиканській затоці за 88 км на південь від узбережжя штату Луїзіана. Платформа належить компанії Hercules Offshore. В результаті аварії відбувся витік газу із свердловини, яку готували до експлуатації. Платформа частково зруйнувалась. 28 грудня 2013 року вилив нафти відбувся на одній з нафтодобувної платформ норвезької компанії Statoil у Північному морі.

23 жовтня 2014 році трапилась аварія на нафтовій платформі, що належить управлінню з нафтогазовидобутку ім. Н. Наріманова ПО «Азнефть» (Азербайджан). Вагон-хатка, що стояв на платформі, впав у море, пошкодивши трубопровід діаметром 700 мм, що призвело до займання. 6 листопада 2014 року сталася аварія на нафтовій платформі цієї ж компанії у Каспійському морі. На естакаді, що вела до платформи, обвалився і обірвався нафтопровід діаметром 250 мм. В ході ремонтних робіт до того ж обвалився аварійний майданчик. 21 листопада 2014 року на нафтовій платформі, що належала техаській компанії Fieldwood Energy, за 20 км від Нового Орлеану в Мексиканській затоці відбувся вибух. 11 лютого 2015 року відбувся вибух на нафтовій платформі бразильської енергетичної компанії Petrobras. Морська платформа знаходилась недалеко від берегів Бразилії біля м. Вікторія, а 1 квітня 2015 року [9] – на нафтовій платформі компанії Remex у затоці Кампече (рис. 5). 16 липня 2016 року аварія на підприємстві «Башнефть–Уфанефтехим» відбулась з вини експертної та ремонтної організацій ІЕЦ «Трубопроводсервис» і «Спецсервисремонт». Причиною аварії була розгерметизація теплообмінних трубок вхідного колектора секції апарата повітряного охолодження внаслідок корозійно-ерозійного руйнування вхідного колектора з викидом парогазової фази продуктів реакції у суміші з кисневмісним газом, її займання і подальшим вибухом.

На початку 2017 року на підприємствах «Уфанефтехим» трапились три аварії. Причиною їх виникнення було порушення вимог безпеки при організації і проведенні ремонтних робіт, обслуговування й експертизи пристроїв, а також неналежні дії підрядних організацій (ремонтних і експертних), які здійснювали вказані роботи [10].



Рис. 5. Вибух на платформі бразильської компанії Petrobras, 01.04.2015 [9]

1. Класифікація аварій

Схему загальноприйнятої класифікації аварій наведено в табл. 1 [11]. Особливості і параметри *джерел виникнення аварій* визначають характер та масштаби засобів протидії. Джерелом аварії може стати бурильне обладнання, природні катаклізми (несприятливі гірничо-геологічні умови буріння) або суб'єктивні фактори. В останньому випадку йдеться про аварії, що виникли з вини виконавців через їхню самовпевненість або недбалість [12]. Самовпевненість характеризується тим, що відповідальна особа передбачає можливість виникнення аварій у свердловині, але легковажно, безпідставно нею зневажає. Вина у формі недбалість означає, що відповідальна особа не здогадувалась про можливість несприятливих наслідків своїх дій, однак за обставинами могла і повинна усвідомлювати характер своєї діяльності, передбачати можливість виникнення аварії у свердловині [13].

Таблиця 1. Класифікація аварій при бурінні

Джерело			Об'єкт							
Бурове обладнання	Природні катаклізми	Суб'єктивні фактори	Елементи БК	Обрив бурильних труб	Бурові коронки і долота	Прихоплення бурильних колон	Обсадні колони і їхня оснастка	Наслідки цементування	Вибійні двигуни	Падіння сторонніх предметів
Причини			Наслідки (ступінь важкості)				Категорії			
Технічні	Технологічні	Організаційно-технічні	Прості	Складні		Перша		Друга		

З характером виникнення аварій пов'язують наступні об'єкти:

- елементи бурильної колони – обрив троса або каротажного кабелю і залишення у свердловині різних приладів;
- обрив бурильних труб;
- бурильні коронки і долота – припікання або залишення у свердловині коронок, доліт;
- прихоплення бурильних колон – аварії, при яких повністю втрачається можливість спуску або підймання бурильної колони, викликане прилипанням бурильних труб до стінок свердловини, заклинюванням породоруйнівного інструмента, колонкових або бурильних труб, виникненням сальників у свердловині, обвалами і осипанням стінок свердловини, припіканням бурильного інструмента, затяжкою бурильної колони або поломкою бурильного свердловинного інструмента;
- прихоплення обсадних колон і насосно-компресорних труб – роз'єднання по різьбовим або зварним з'єднанням труб, які спускають, розривання труб, падіння обсадних труб у свердловину; зминання і протирання обсадних труб; прихоплення обсадних колон при спусканні та підйманні; відгвинчування або обривання башмаків, бурильних колон;
- неякісне цементування;
- вибійні двигуни;
- падіння на вибій насосних штанг, кабелів-канатів, свердловинних двигунів, приладів, замків, сторонніх предметів;

– прихоплення або залишення у свердловині каротажного кабелю, приладів, вантажів, шаблонів, торпед та пристроїв, що застосовують у ході промислово-геофізичних робіт.

Причини виникнення прихоплень бурильних і обсадних колон [14, 15] розділяють на 3 групи: технічні – несприятливі гірничо-геологічні умови буріння; технологічні – недосконалість і різноманітні порушення технології буріння; організаційно-технічні – недосконалість організації бурових робіт, недосконалість і неправильне використання бурильної техніки.

За *ступенем важкості* аварії поділяють на прості й складні. До складних відносять аварії, тривалість ліквідації яких перевищує 3-5 діб і вимагає закриття свердловини. Зазвичай аварії поділяють на *дві категорії*. До першої категорії відносять відкриті нафтові й газові фонтани; вибухи й пожежі на резервуарних парках, компресорних або насосних станціях підземних сховищах, що зумовлюють руйнування та знищення об'єкта. До аварій *другої категорії* – падіння або руйнування нафтових веж, морських майданчиків у процесі прокладання або експлуатації; падіння елементів талеві системи (кронблока, талевого блока, вертлюга); вибухи й пожежі на бурових об'єктах, колективних нафтогазо-збиральних пунктах, компресорних і насосних станціях, що вивели з ладу обладнання, необхідність капітального ремонту й зупинки об'єкта; вибухи, пожежі й загоряння на нафтогазопереробних заводах, що вимагає заміни або капітального ремонту окремих споруд, машин, агрегатів, апаратів, трубопроводів і резервуарів.

При геологорозвідувальних роботах відсоток часу, що витрачається на ліквідацію різного роду аварій, які виникають у процесі буріння, залишається високим. За даними оцінки техніко-економічних показників колонкового буріння, проведеним Всеросійського науково-дослідного інституту методики й техніки розвідки (ВИТР), загальна тривалість невиробничих витрат на ліквідацію аварій складає 4,5% за інцидентами у РФ [16], за дослідженнями Danenberger за період 1971-1991 рр. (звіт 1993 року) складає 3%, а за дослідженнями Izon за період 1992-2006 рр. (звіт 2007 року) – 7% за інцидентами у США [17].

2. Розподіл аварій при бурінні

Аналіз розподілу аварій при геологорозвідувальному бурінні за окремими видами (табл. 2) показав, що частка аварій, пов'язаних з БК, складає 35-71% від загальної кількості аварій, а прихоплення – 20-27% [15, 16]. Аналіз показників аварійності під час буріння геологорозвідувальних та експлуатаційних свердловин на площах бурильного управління «Укрбургаз» виявив, що майже 85% всіх випадків припадає на аварії з елементами бурильної колони та прихоплення [18].

Розподіл аварій у ході будівництва експлуатаційних свердловин у Тюмені (Російська Федерація [2]) наведено в табл. 3.

Таблиця 2. Розподіл аварій при геологорозвідувальному бурінні за окремими видами аварій

Види аварій	1992-2007	1993-2007	1971-1991	1992-2006
	БУ «Укрбургаз»	ВИТР	Danenberger	Izon
Прихоплення БК і ОК	30%	25%	20%	27%
Аварії з елементами БК	55%	46%	40%	8%
Інші аварії	15%	29%	40%	65%

Таблиця 3. Розподіл аварій за видами

Види аварій	Кількість аварій, шт./%	
	1976-80 рр.	1981-85 рр.
Прихоплення бурильних і обсадних колон	184/35,1	286/45
Аварії з обсадними колонами	160/30,5	167/26,3
Аварії з елементами бурильної колони	78/14,9	57/9,0
Інші аварії	54/10,3	48/7,6
Аварії з вибійними двигунами	33/6,3	35/5,5
Аварії з долотами	13/2,5	17/2,7
Неякісне цементування	–	13/2,0
Падіння у свердловину сторонніх предметів	2/0,4	12/1,9
<i>Всього аварій</i>	<i>524</i>	<i>635</i>

Аналіз розподілу аварій при прокладанні та експлуатації свердловин за видами свідчить про те, що найчастіше виникають прихоплення бурильних і обсадних колон (35-45% від загальної кількості аварій).

Таким чином, при бурінні експлуатаційних і розвідувальних свердловин найрозповсюдженішими і найважчими аваріями залишається прихоплення бурильних і обсадних колон. Щорічно в управліннях бурових робіт Тюменської області РФ виникає 70-80 прихоплень бурильних труб, а при розвідці – 40-43 прихоплень бурильних труб і 2-5 випадки прихоплень обсадних колон. Аварії такого виду – найтриваліші, вони займають 35-45% загального часу, витраченого на ліквідацію аварій.

Зростання за останні роки аварійності з бурильною колоною та її елементами відбувалось внаслідок збільшення обсягу буріння глибоких похило-скерованих і горизонтальних свердловин, тобто за більш важких умов експлуатації. Відсутність аварій із вибійними двигунами пояснюється низькою часткою буріння свердловин даним методом – 7-8% на початку 90-х років і близько 3% у теперішній час [19]. Варто зазначити, що раніше аварії з долотами складали понад 10% від загальної аварійності, на даний час – зменшилася до 3-4%. Це пояснюється збільшенням обсягів впровадження доліт із високою стійкістю опор і оснастки, зокрема виробництва американських компаній, а також підвищенням якості доліт українського виробництва.

3. Види прихоплення бурильного інструменту

Прихоплення – непередбачене при бурінні свердловини порушення процесу, яке характеризується втратою рухомості колони і не може бути ліквідовано шляхом прикладення допустимих навантажень.

Ознакою виникнення прихоплення колони у випадку руху в стовбурі свердловини служать її *затяжки* і *посадки*. Нерідко для піднімання колони зі свердловини необхідно прикласти зусилля на гаку, що значно перевищує вагу колони. Таке ускладнення називають *затяжкою*. Якщо для струшування колони з місця необхідно прикласти зусилля, при якому напруження у трубах близьке до межі їхньої міцності, або до межі допустимого для вежі чи талевої системи, то виникає *посадка*. Посадка бурильного інструмента відбувається у випадку його спускання і характеризується суттєвим зниженням навантаження на гаку, величина якого фіксується гідравлічним індикатором ваги. При проходженні звужень, жолобних виробок, уступів іноді виникають ситуації, коли колона при допустимому розвантаженні на гаку не переміщається вниз. Зазвичай, прихоплення труб виникає не миттєво, тому йому можна запобігти. Основною причиною утворення прихоплення труб варто вважати порушення правил технології буріння персоналом.

Перерахуємо причини виникнення прихоплення:

- 1) перепад тисків стовпа промивальної рідини у свердловині та пластового тиску в породах з високою проникністю;
- 2) утворення жолобів у стінках свердловини, складених достатньо міцними породами на ділянках викривлення;
- 3) обвалення гірських порід;
- 4) утворення сальників з кусків товстих фільтраційних кірок, здертих зі стінок свердловини при переміщенні колони, або з частинок порід, що осипались і були розбурені;
- 5) налипання фільтраційних кірок;
- 6) заклинювання в результаті падіння у свердловину сторонніх металічних предметів.

3.1. Різновиди прихоплення бурильного інструменту

У процесі прокладання свердловини можливі різного роду ускладнення, зокрема обвали порід, поглинання промивальної рідини, нафто-, газо- і водопрояви, прихоплення бурильного інструменту, викривлення свердловин [20].

За характеристикою сили прихоплення та обставин [21], що передували їх виникненню, прихоплення поділяють на три групи:

- 1) прихоплення викликані перепадом тиску (диференціальні прихоплення);
- 2) прихоплення, викликані затяжкою у жолобній виробці, заклинюванням колони труб у звуженій частині стовбура свердловини або заклинюванням стороннім предметом;

3) прихоплення викликані осипанням, обвалом, плинністю пластичних порід, утворенням сальника, осіданням твердої фази або шламу.

До *першої групи* відносять диференціальні прихоплення — прилипання до стінки свердловини під дією перепаду тиску між гідростатичним і пластовим (рис. 6).

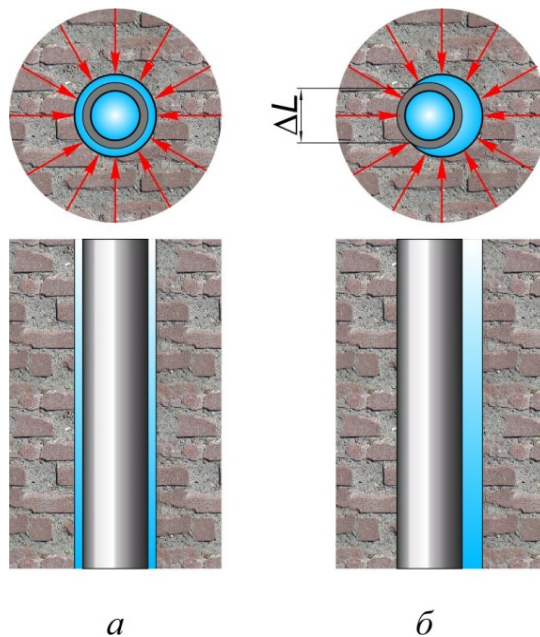


Рис. 6. Диференціальне прихоплення: а) неприхоплена БК; б) прихоплена БК

Основні причини виникнення перепаду тиску [22] наступні:

- низька густина бурового розчину через недостатність геологічної інформації;
- недостатня кількість бурового розчину при підніманні бурильного інструменту, внаслідок чого зменшується висота стовпа розчину;
- поглинання розчину з пониженням його рівня у свердловині;
- дифузія газу у розчині при тривалій відсутності циркуляції;
- великі швидкості піднімання бурильного інструменту при високих значеннях реологічних показників бурового розчину;
- свабування свердловини під час піднімання бурильного інструменту при наявності сальника;
- збільшення вмісту у розчині нафти;
- інтенсивне надходження газу з розбурюваної породи при високих механічних швидкостях буріння;
- спінення розчину при використанні піноутворюючих реагентів.

Умови виникнення перепаду тиску в стовбурі свердловини [23] такі:

у процесі механічного буріння пластовий флюїд поступає у свердловину, коли пластовий тиск перевищує тиск гідростатичного стовпа бурового розчину і гідравлічних опорів у затрубному просторі:

$$P_{nl} > P_z + P_{on}, \quad (1)$$

де P_{nl} – пластовий тиск; P_z – гідростатичний тиск стовпа бурового розчину; P_{on} – гідравлічний опір у затрубному просторі.

Процес може розпочатись раптово після припинення промивання під час буріння, наприклад, при нарощуванні бурильної колони, ремонті насоса, через закінчення буріння тощо. Це означає, що пластовий тиск у відкритому пласті врівноважувався при бурінні. Однак після припинення циркуляції протитиск виявився недостатнім. Умова виникнення процесу в такому випадку має вигляд:

$$P_{nl} > P_z. \quad (2)$$

Під час підймання бурильної колони перепад тиску виникає в результаті зниження забійного тиску, зумовленого коливаннями гідродинамічного тиску [24] внаслідок переміщення колони труб P_{cm} , явищ фільтрації, контракції, седиментації й температурних змін у нерухомій частині бурового розчину ΔP_{cm} , опорожнення свердловини за рахунок недоливання (на величину Δh) її буровим розчином (гідростатичний тиск при цьому зменшується на величину $\rho g \Delta h$, де g – прискорення вільного падіння, ρ – густина бурового розчину). При цьому умова виникнення зазначеного процесу приймає вигляд:

$$P_{nl} > P_z - P_{cm} - \Delta P_{cm} - \rho g \Delta h. \quad (3)$$

У випадку спускання колони труб перепад тиску може бути викликаний зниженням гідростатичного тиску внаслідок фільтраційно-контракційного та інших ефектів у нерухомій частині бурового розчину нижче долота і від'ємній складовій гідродинамічного тиску, що виникає під час гальмування колони $\Delta P_{ск}$:

$$P_{nl} > P_z - \Delta P_{cm} - P_{ск}. \quad (4)$$

У випадку тривалої відсутності циркуляції, навіть якщо бурильну колону піднято на поверхню, перепад тиску зумовлений зниженням гідростатичного тиску у нерухомому буровому розчині в результаті впливу вищезгаданих факторів. Отже, можна записати умову:

$$P_{nl} > P_z - \Delta P_{cm}. \quad (5)$$

При промиванні свердловини після спускання бурильної колони вибійний тиск може зменшуватись за рахунок насичення стовбура газоподібними пачками бурового розчину і різкого збільшення їхнього об'єму, особливо при наближенні до гирла свердловини. У процесі проведення промислово-геофізичних робіт і перфорації колони на зниження вибійного тиску впливає тривала відсутність промивання і гідродинамічний тиск, що виникає при підніманні інструменту і насосно-компресорних труб.

Практикою буріння встановлено наступні ознаки перепадів тиску:

- збільшення об'єму (рівня) бурового розчину;
- підвищення витрачання (швидкості) вихідного потоку бурового розчину із свердловини при однаковій подачі бурових насосів;
- зменшення порівняно з розрахунковим об'ємом бурового розчину, що доливають у свердловину при підніманні бурильної колони;
- збільшення порівняно з розрахунковим об'ємом бурового розчину в приймальному баку при спусканні бурильної колони;
- підвищення вмісту газу в буровому розчині;
- зростання механічної швидкості буріння;
- зміна показників бурового розчину;
- зміна тиску на бурових насосах.

Прихоплення виникне також при наявності у розрізі порід (піщаників, алевролітів, вапняків) з проникністю до $0,6-0,8 \text{ м}^2$ [8]. Іншими умовами виникнення диференціального прихоплення – утворення липкої фільтраційної кірки на стінці свердловини, внаслідок чого утворюється механічна сила тиску на стінки свердловини в похилоскерованих свердловинах і у викривлених ділянках стовбура вертикальних свердловин. Цей різновид прихоплення найчастіше зустрічається на промислах Західного Сибіру.

До *другої групи* відносять жолобоутворення (рис. 7,а); заклинювання низу колони – жорсткий опір колони поздовжньому переміщенню і обертанню, яке виникає при різкій посадці інструмента в жолобну виробку; звуження (рис. 7,б), сильно викривлену ділянку стовбура (рис. 7,в).

Найскладнішим різновидом прихоплення є заклинювання інструмента у стінці свердловини поздовжньої виробки – жолобі [25]. Жолоб з'являється внаслідок механічної дії замків бурильної колони. Під час руху колони відбувається руйнування порід типу різання замками, притиснутими до стінки горизонтальною складовою ваги частини бурильної колони. Ознаками утворення жолобів слугують виникнення миттєвих значних зтяжок при підйманні колони. Як правило, додаткові зтяжки ведуть до ускладнень аварій. Інструмент при цьому ще більше зтягується у жолоб, а циркуляція, що постійно відновлюється, перешкоджає вивільненню колони. У випадку збереження циркуляції заклинювання колон відбувається миттєво.

Заклинювання переважають у звуженій частині стовбура, а також у жолобних виробках, на відрізках різкої зміни осі свердловини, на відтинках інтенсивного зростання фільтраційних кірок, при заклинюванні труб сторонніми предметами (рис. 8,а), шламом і обтяжувачем, шматками породи або цементного каменю, що обвалилися (рис. 8,б). У випадку невеликих перевищень навантажень або крутного моменту при натягу або обертанні колони явище жорсткого опору називають підклинюванням.

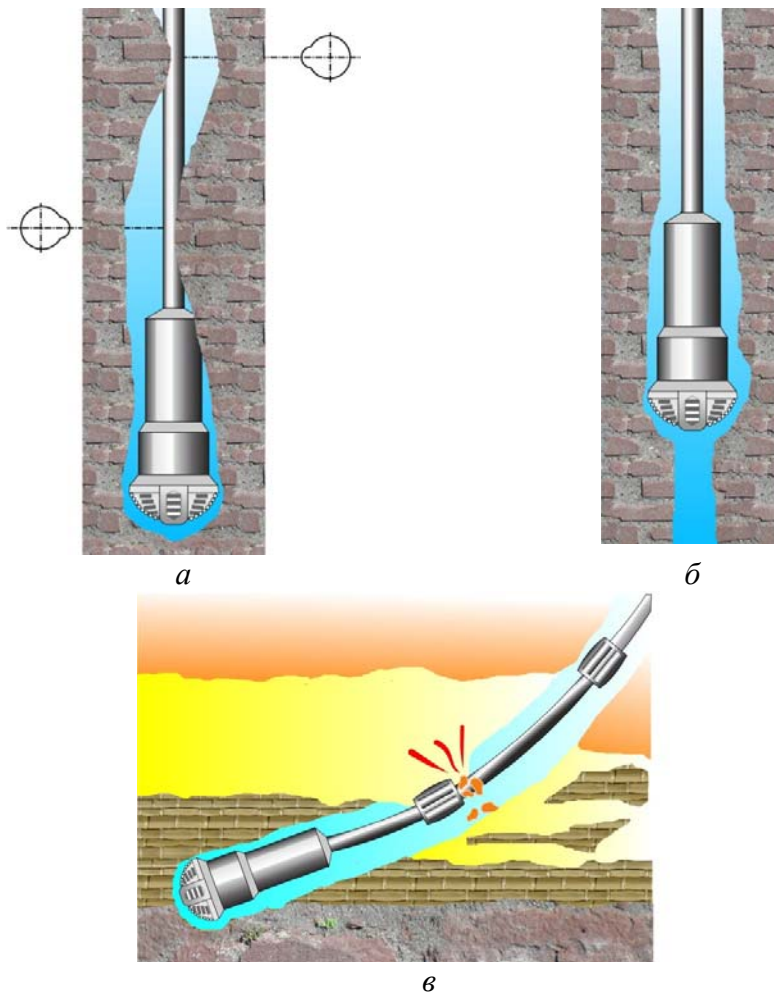


Рис. 7. Прихоплення бурильної колони: а) жолобоутворення; б) звуження стовбура свердловини; в) уступ у стінці свердловини

Заклинювання низу колони труб характерне для зон звуження стовбура свердловини, викликаних інтенсивним зростанням фільтраційних кірок, для інтервалів різкої зміни осі стовбура, для відрізків твердих і абразивних порід, пройдених долотом із втратою діаметра, а також при заміні компоновання низу бурильної колони на більш жорстке в похилоскерованих і горизонтальних свердловинах. Зазвичай, цей тип прихоплення виникає при спуску, рідше – при підйманні інструмента.

Ознакою прихоплення у випадку спуску – розвантаження інструмента, а у випадку підйому – затяжка [26].

Заклинювання інструмента сторонніми предметами трапляється внаслідок помилок працівників бурової вахти. У свердловину потрапляють робочі інструменти у вигляді ланцюгових ключів, кувалд, ломів, клинів ротора тощо. Заклинювання бурильної колони можливе при її спусканні з великою швидкістю у викривлених інтервалах стовбура при

наявності сильно тріщинуватих перем'ятих порід. Замки збивають окремі шматки порід, котрі при падінні по затрубному просторі заклинюють труби.

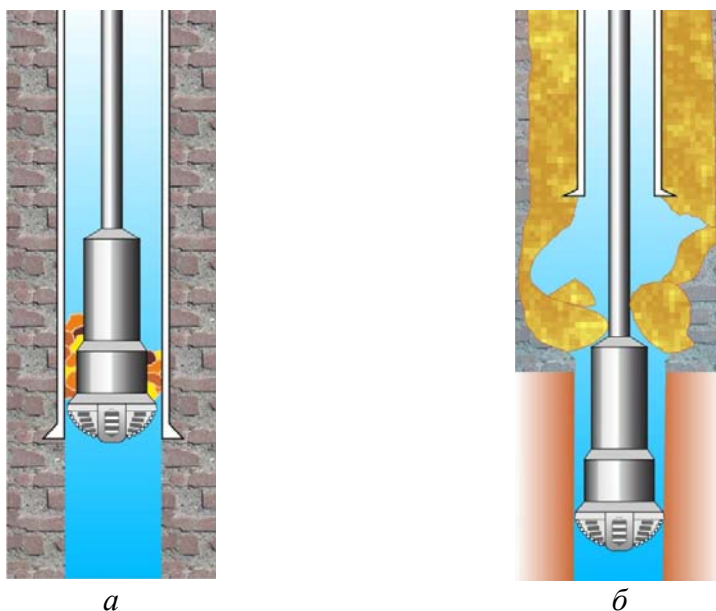


Рис. 8. Заклинювання бурильної колони або долота:
а) стороннім предметом; б) обломками цементного каменю

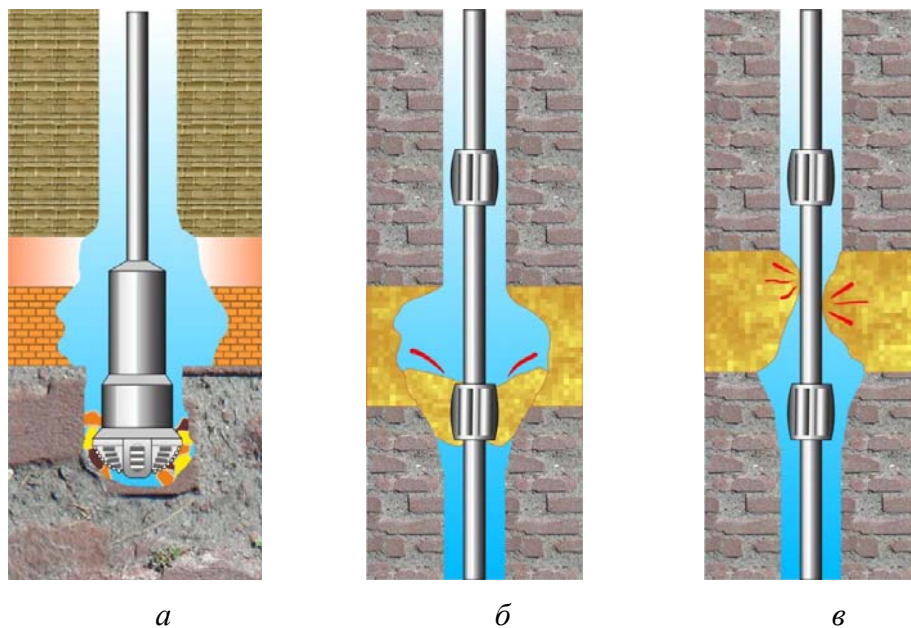


Рис. 9. Заклинювання бурильної колони або долота, викликане:
а) осипанням тріщинуватих порід; б) обвалами незцементованих порід;
в) плинністю порід

Прихоплення колони при заклинюванні її шламом або обтяжувачем викликані порушенням режиму промивання свердловини. Накопичування осаду з частинок шламу або обтяжувача в кільцевому просторі може привести до заклинювання БК. Ознаки такого заклинювання: поступове підвищення тиску у нагнітальній лінії, поява затяжок інструменту, поступове припинення циркуляції.

До *третьої групи* відносять осипання – систематичне відокремлення частинок породи від стінок свердловини (рис. 9,а), обвали – періодичне випадання в свердловину значної маси породи, що перекриває кільцевий простір або весь переріз стовбура (рис. 9,б), каверноутворення, плинність породи – звуження стовбура свердловини (рис. 9,в), утворення сальника, осідання твердої фази або шламу.

Зазвичай, очевидною ознакою обвалу породи є різке підвищення тиску в насосах (рис. 10,а). Обвали порід виникають внаслідок їх нестійкості (тріщиноватості, схильності набухати під впливом води). Характерні ознаки обвалів наступні:

- значне підвищення тиску на викиді бурових насосів;
- різке підвищення в'язкості промивальної рідини;
- винесення великої кількості обломків порід, що обвалилися.

Прихоплення бурильної колони нестійкими породами, що обвалюються, характерні для глинистих порід (рис. 10,б), схильних до осипання й обвалів, а також до плинності. Із геологічних факторів, що сприяють втраті стійкості порід, необхідно відзначити наявність в розрізі перем'ятих, тріщинуватих, тектонічно порушених порід, схильних до швидкого набрякання під дією фільтрату бурового розчину (рис. 10,в).

До технологічних факторів виникнення прихоплень третьої групи відносять:

- низька якість бурового розчину;
- невідповідність типу бурового розчину гірським породам, які бурять;
- значні коливання тиску промивальної рідини у відкритому стовбурі свердловини, що приводить до поглинання розчину й гідророзриву пластів;
- тривале зберігання малостійких відкладень без кріплення їх обсадними трубами;
- механічний вплив замкових з'єднань бурильної колони на стінки свердловини.

Ознаки осипань наступні:

- винесення під час циркуляції уламків шламу, необроблених озброєнням бурових доліт;
- посадки і затяжки інструмента, недоходження долота до забою, викликане накопиченням осаду після проведення спуску колони і наרוшувань;

- підвищення тиску на насосах при поглибленні свердловини й опрацюванні ствола;
- інтенсивне зростання в'язкості та наявність шматків породи у буровому розчині.

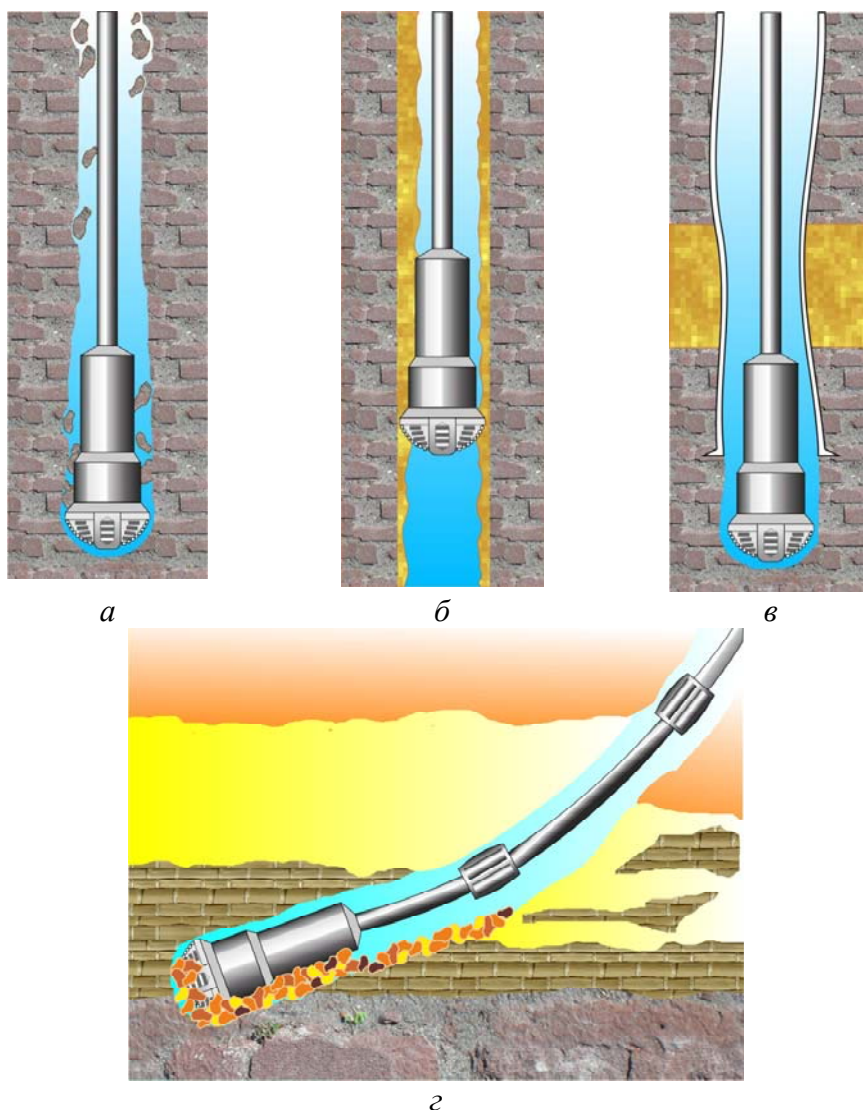


Рис. 10. Заклинювання бурильної колони або долота, викликане: *а)* розвантаження від гірського тиску і обрушення порід; *б)* розсипчаста й липка фільтраційна кірка; *в)* змінання обсадної колони; *г)* неефективне очищення стовбура свердловини

Обвали, на відміну від осипань, мають більш об'ємний характер. Ознаки обвалів наступні:

- різке підвищення тиску в нагнітальній лінії, що супроводжується іноді поглинанням розчину або втратою циркуляції;

- тривале недоходження інструменту до вибою;
- мала швидкість опрацювання ствола.

Сальник – щільно спресовані глиняні частинки, що обхоплюють трубу, або інший елемент бурильної колони меншого діаметра за нижче розміщений, або крупні пластичні шматки бурового глиняного шламу в буровому розчині. Вони утворюються в місцях різкої зміни діаметра елементів бурильної колони, тобто у місцях суттєвого зниження швидкості течії потоку в місцях завихрень. Таким чином, сальники утворюються над долотом, над замками, над турбобуром. Найнебезпечнішим є наддолотний сальник, діаметр якого досяг діаметра долота. Сальники виникають, зазвичай, при здиранні зі стінок свердловини замками колони товстих пухких глиняних кірок, що відкладаються на високопроникних породах. Утворенню сальників сприяє забруднення стовбура свердловини частинками вибуреної породи при недостатній швидкості висхідного потоку рідини. При цьому в зоні роботи долота виникає концентрація частинок шламу й злипання їх при умові низької здатності розчину до змащування і значного вмісту в ньому твердої фази. У процесі підймання БК по стовбуру маса сальника збільшується, а швидкість підймання падає. Сальники виникають у місцях збільшення поперечного перерізу кільцевого простору, прилипаючи до елементів низу бурильної колони над долотом, вище від турбобура або ОБТ.

Утворення сальників не є ускладненнями, але стають причинами виникнення прихоплень БК, які найчастіше мають місце у випадку піднімання інструмента, коли формуються умови перекриття затрубного простору крупними сальниками в місцях звуження стовбура. Прихоплення труб може супроводжуватись втратою циркуляції.

Ознаки появи сальників наступні:

- виникнення посадок інструмента при спусканні або зтяжці при підніманні;
- зменшення механічної швидкості проходження долотом при збереженні працездатності всіх вузлів;
- зростання крутного моменту при роторному способі буріння;
- підвищення тиску в нагнітальній лінії в процесі проходження і під час промивання;
- зменшення ваги колони на гаку при спусканні та відновленні циркуляції;
- виявлення щільних шматків глини на замках ті інших елементах бурильної колони під час її піднімання;
- наявність шматків породи й глиняної кірки в жолобах і на віброситах.

Прихоплення випробувачів пластів охоплює:

- прихоплення бурильних труб вище пакера під дією перепаду тиску внаслідок тривалого залишення труб без руху;
- прихоплення пакера, що не був звільнений за допомогою яса;

– прихоплення фільтра внаслідок замулювання при інтенсивному надходженні пластових флюїдів з частинками слабо зцементованих порід або внаслідок обвалу порід при створенні високих депресій на пласти.

Ознаками утворення шламових пробок наступні:

- відсутність шламу на сітці вібросита в процесі буріння свердловини;
- невідповідність величини механічної швидкості кількості шламу на сітці вібросита;
- пульсація тиску в стояку при бурінні або промиванні свердловини;
- підймання бурильної колони із затяжками у кавернозній частині стовбура;
- спускання інструмента з посадками в кавернозній частині стовбура;
- зниження механічної швидкості буріння на однорідних відрізках.

Систематизація різновидів прихоплень, наведена вище, зовсім не означає, що причиною тієї або іншої аварії може бути тільки один із факторів. Зазвичай, виникненню прихоплень може сприяти який-небудь один фактор – визначальний. У процесі розвитку прихоплень може проявитись дія й інших факторів. Зокрема, виникло прихоплення низу бурильної колони під дією перепаду тиску, але через погіршення промивання відбулося осадження частинок шламу зі збільшенням сили прихоплення. Для вибору способу ліквідації прихоплень необхідно вивчити всі обставини, за яких виникла аварійна ситуація.

3.2. Різновид прихоплень обсадних колон

Аварії з обсадними трубами займають вагоме місце в практиці буріння. Найчастіше прихоплення виникають при бурінні на розвідувальних майданчиках, родовищах, в розрізах яких є породи, схильні до набрякання, звуження стовбура і обвали (рис. 10,в). Будівництво опорних, параметричних, структурно-пошукових, розвідувальних свердловин на нових майданчиках ведеться за незначної інформації про гірничо-геологічні умови буріння. Тому конструкції свердловин часто нераціональні, бурові розчини не за всіма параметрами відповідають умовам буріння. Внаслідок цього породи набрякають і обвалюються в процесі поглиблення свердловини.

Основні фактори, що сприяють виникненню прихоплень обсадних колон, носять організаційно-технічний характер:

- нечіткий план робіт по спусканню колони, який не повністю враховує результати підсумкових геофізичних досліджень про затяжки й посадки в інтервалах звужень стовбура, уступах, об'ємі свердловини;
- незадовільна підготовка стовбура перед спуском колони, у т. ч. проробка, промивання і калібрування;
- тривалі зупинки при спусканні, викликані поломками і несправностями бурової вежі та її елементів, обладнання та інструментів для спуско-підймальних операцій, контрольно-вимірювальних приладів;

– відмова від передбачених планом проміжних промивань;
– недосконала технологія буріння стовбура під обсадну колонну, яку спускають, використання бурового розчину низької якості, малий вміст змащувальних добавок, недотримання параметрів режиму буріння в породах, що часто чергуються за твердістю, які призводить нерідко до різких перегинів стовбура свердловини.

За механізмом виникнення прихоплення обсадних колон аналогічні до прихоплень бурильних колон.

4. Попередження прихоплень

Для попередження прихоплень необхідно дотримуватись вимог «Інструкції по боротьбі з прихопленнями колони труб при бурінні свердловин» [27]:

1. Правильно вибрати вид промивальної рідини для даної свердловини з урахуванням новітніх досягнень. Необхідно, якщо це можливо, переходити до промивальних рідин з малим вмістом глиняних фракцій і твердих фракцій частинок, оброблених хімічними реагентами, котрі створюють умови для попередження прихоплень і можливості для якісного розкриття продуктивних горизонтів.

2. Густина бурового розчину не повинна перевищувати надлишкового тиску на пласт, який встановлено нормами. Для цього геологічна служба повинна прогнозувати пластовий тиск з найбільшою точністю. Не варто допускати відхилення від встановленої густини бурового розчину більше за $\pm 20,0 \text{ кг/м}^3$ при фактичній густині до 1450 кг/м^3 і більше за $30,0 \text{ кг/м}^3$ для розчинів більш високої густини.

3. Для підвищення протиприхоплючої здатності необхідно протягом усього циклу буріння свердловини підтримувати у промивальній рідині визначений вміст мастильних речовин. Кількість мастильних речовин у буровому розчині необхідно визначити за допомогою приладу. Рекомендована кількість нафти, що вводиться в буровий розчин з густиною $1100\text{-}2000 \text{ кг/м}^3$, коливається у межах 6-15%. Для запобігання гідрофобізації і осідання частинок обтяжувача розчин гідрофілізують, тобто обробляють хімічними реагентами.

4. Забороняється залишати бурильну колону без руху у відкритій частині стовбура, особливо при розкриванні нестійких пластів, у продуктивних горизонтах, сильнопористих і проникнених породах, а також напроти порід, схильних до утворення осипань і обвалів. У випадку вимушеного залишення бурильної колони у відкритому стовбурі свердловини буровику забороняють залишати гальмо лебідки і зобов'язують застосовувати заходи для піднімання колони і забезпечення постійного промивання забою з можливістю обертання колони ротором або ключами.

5. При короткочасному (до півгодини) припиненню циркуляції бурового розчину необхідно швидко підняти колону бурильних труб не довше 15 хв. і через 2-5 хв. розходжувати і обертати ротором. При при-

пиненні циркуляції або поломки обладнання, усунення яких триває понад 30 хв., бурильну колону необхідно підняти в обсадну.

6. Постійно слідкувати за нормальною роботою насосів, механізмів очищення бурового розчину – вібросита, гідроциклону.

7. При бурінні необхідно проводити контрольне піднімання бурильної колони на 10-15 м через кожні 45 хв. буріння при відсутності затяжок і не рідше, ніж через кожні 15-17 хв. буріння при їх наявності.

8. У випадку з'єднання розгвинчених обсадних труб рекомендується центрувати обсадну трубу за допомогою конуса, опущеного на бурільних трубах, а потім згвинтити її шляхом обертання верхньої частини колони обсадних труб. Якщо не вдається центрувати нижню частину і з'єднати її з верхньою, необхідно підняти верхню частину колони обсадних труб, а потім захопити й підняти розгвинчену нижню частину за допомогою мітчика або труболовки, яку спускають на бурільних трубах.

У процесі буріння можливі відгвинчування нижньої частини колони обсадних труб з башмаком або обриву її в результаті розмивання стовбура свердловини і зависання колони.

Перша група

1. Знизити перепад тиску $\Delta P = P_z - P_{пл}$. Це означає, що буріння необхідно проводити з мінімальним перевищенням тиску стовбура бурового розчину (P_z) над пластовим ($P_{пл}$) з урахуванням можливості пульсації й поршневого ефекту в свердловині. Не допускати збільшення густини бурового розчину в затрубному просторі, особливо при бурінні свердловин великого діаметра, враховуючи насиченням його великою кількістю вибуреної породи. Для зниження перепаду тиску обмежують механічну швидкість буріння.

2. Зменшити площу контакту бурильної колони зі стінкою свердловини в зоні прихоплення. Для цього в компонованні низу бурильної колони варто вмонтовувати протиприхоплювальні опори, квадратні ОБТ, шестигранні й ОБТ зі спіральними канавками.

Як протиприхоплювальні опори рекомендується застосовувати стабілізатори і центратори, діаметр яких на 5-10 мм менші за діаметр долота. Обважені БТ зі спіральною канавкою мають площу поверхні на 50% меншу за гладкі ОБТ і, отже, створюють вдвічі меншу притискаючу силу.

3. Бурові розчини повинні мати мінімальну водовіддачу і хороші змащувальні властивості. Таким чином, буровий розчин на нафтовій основі є ідеальним для розбурювання пластів, які схильні до прихоплення внаслідок перепадів тиску.

4. При бурінні в горизонті, що небезпечний щодо прихоплення, або нижче нього не дозволяється залишати бурильну колону без руху навіть на короткий час. Буріння у цьому випадку краще проводити роторним способом. У випадку застосування вибійного двигуна необхідно

обов'язково обертати бурильну колону. Промивання свердловини перед підйманням, а також під час обважнення бурового розчину, необхідно проводити розходження бурильної колони в межах довжини ведучої труби.

5. Оскільки зі збільшенням тривалості знаходження бурильної колони у нерухомому стані важкість прихоплення зростає, то для прискорення його ліквідації рекомендується в компонованні бурильної колони вмонтовувати ударні механізми.

Друга група

Прихоплення, що виникають внаслідок заклинювання стороннім предметом, запобігають шляхом недопущення падіння сторонніх предметів у свердловину, а також вивалення зі стінки свердловини великих шматків твердої гірської породи. Ці вимоги виконуються при використанні відповідних пристроїв, кваліфікованому веденні бурових робіт і попередженні ускладнень, пов'язаних з порушенням цілісності стінок свердловини. Для безупинного очищення вибою дрібні металеві сторонні предмети варто вилучати за допомогою шламометаловловлювача або періодичного закачування в'язкопружної рідини, а великі металеві предмети витягати магнітними фрезерами і уловлювачами.

Найбільша ймовірність заклинювання в жолобі має місце при $1,0 < d/a < 1,25$ (d – зовнішній діаметр елемента бурильного інструменту; a – ширина жолоба або діаметр бурильних замків). Для забезпечення надійного співвідношення над цією ділянкою бурильної колони варто установити чотирилопасний спіральний центратор, відношення діаметра якого до ширини жолоба повинне бути $d_{ц}/a \geq 1,4$. Такі центратори встановлюють у місцях зміни діаметрів ОБТ і труб у цілому. При збільшенні твердості ОБТ інструмент спускають з ретельним проробленням інтервалів можливого жолобоутворення.

Запорукою успішної боротьби із заклинюванням бурильної колони є:

1. Правильний вибір компоновання низу бурильної колони, яка повинна забезпечувати буріння свердловини на оптимальних режимах; забезпечення невеликих гідравлічних опорів; виключення викривлень стовбура, яке, як правило, є головною причиною утворення жолобів; недопущення втрати діаметра стовбура свердловини і накопичення на вибої шламу і дрібних металічних предметів.

2. В умовах підвищеної небезпеки самовільного викривлення найефективніше застосовувати жорсткі компоновання низу БК, котрі повинні включати установку калібратора над долотом і ОБТ збільшеного діаметра з розміщенням над ними центраторів з однією опорою при куті падіння пластів до 10° і з двома опорами при нахилі пластів більше 10° .

3. При бурінні свердловин діаметром понад 394 мм у породах стійких за міцністю з крутим падінням пластів, що сприяють природному

набору кривизни, бажано застосовувати роторний спосіб зі східчастим компонуванням породоруйнівного інструмента. У нижній частині бурильної колони між бурильними трубами й ОБТ, а також між свічками ОБТ необхідно встановлювати вивідні перевідники або лопатні спіральні центратори з довжиною корпусу 1,2-2,0 м і діаметром на 5-10 мм меншим діаметра долота. При бурінні вертикальних свердловин на відрізках застосування одного розміру долота БК повинна бути постійною і виключати різку зміну зенітного й азимутального кутів. Проти утворення жолобів хороший ефект дає буріння з ексцентричним перехідником, встановленим над долотом.

4. При бурінні у твердих породах і породах середньої твердості через кожні 300 м вимірюють профіломіром діаметр свердловини, а в м'яких – через кожні 500 м. Вважають, якщо при підніманні бурильної колони двічі поспіль утворились затяжки, при цьому інтенсивність їх зростає порівняно з попереднім підйомом, то це вказує на утворення жолоба. Спочатку варто провести профілометрію і спробувати ліквідувати жолоб проробкою стовбура свердловини долотом з встановленим над ним шарошковим центратором. При безрезультатності проробки стовбура свердловини за допомогою шарошкового центратора відрізок стовбура на ділянці жолоба проробляють гідравлічними розширювачами. Якщо розширювачі не дозволяють ліквідувати жолоби, то їх нейтралізують вибухом гнучких зарядів, вибухової речовини, для чого торпеди шнурові або інші види вибухових речовин закладають в брезентові (пожежні) рукави і спускають у жолоб. Максимальна довжина торпед досягає 30 м, потужність до 3 кг вибухової речовини на 1 м. Гнучкі торпеди повторюють профіль жолоба, що забезпечує його усунення одним вибухом.

5. При заклинюванні бурильної колони під час затягування її в жолоб призупиняють підймання і категорично забороняється вивільняти прихоплену колону витягуванням її вгору. Необхідно спробувати збити колону вниз.

6. У випадку прихоплень через заклинювання інструменту в звуженій частині стовбура необхідно стежити за відпрацьовуванням доліт і елементів БК. Обережно у свердловину спускають бурильну колону з елементами, що мають форму, яка відрізняється від попередньої (чотиришарошкове долото після тришарошкового, 178 мм ОБТ після 146 мм). У разі виникнення посадок необхідно негайно зупинити спускання колони, підняти її на довжину 15-20 м, проробити небезпечний відрізок і лише тоді продовжити спускання колони. Призайну частину стовбура свердловини необхідно проробити при навантаженні на долото до 20-30 кН. Для запобігання заклинюванням алмазного долота необхідно дві останні труби опускати із суцільною проробкою приви-бійної зони.

7. До компоновання низу бурильної колони повинен входити ударний механізм над ОБТ для оперативного застосування його у випадку можливого заклинювання. Заклинювання бурильних й обсадних колон при спуско-підймальних операціях сторонніми предметами, що падають через гирло, попереджається установкою на гирлі напівавтоматичного пристрою для виключення потрапляння сторонніх предметів у свердловину або гумового круга над ротором.

8. Не можна використовувати опорноцентруючі елементи при зношуванні по діаметру більше ніж на 3 мм для доліт діаметром менше 216 мм і 4 мм для доліт великих розмірів. При спусканні нового долота і особливо при зміні типу долота того ж діаметра необхідно стежити за посадками інструменту при спусканні, а за наявності місць посадок – проробити відрізок при осьовому навантаженні, що не перевищує 30-40 кН.

Третя група

Прихопленню внаслідок обсипань, обвалів і повзучості пластичних порід запобігають шляхом вибору комплексу технологічних заходів, що забезпечують стійкість стінок свердловини. Інтервал пластичних порід рекомендується розбурювати роторним способом із застосуванням відповідної БК при невеликому осьовому навантаженні на долото (до 60-80 кН), частоті обертання в межах 1,0-1,5 об/с. і питомій витраті бурового розчину 0,35-0,50 м³/с. Відрив долота від вибою і пророблення необхідно проводити через кожен метр проходки не рідше, ніж кожні 10 хвилин.

Для попередження прихоплень на відрізках, де нестійкі породи (кам'яна сіль, бішофіти, глини, аргіліти) набухають, обсипаються і як наслідок прихоплюють колону труб у свердловині, необхідно здійснювати такі роботи:

1. Створювати умови для буріння нестійких відрізків з максимально можливими швидкостями.

2. Буровий розчин, що використовують при бурінні, повинен підтримувати стовбур у хорошому стані, виключати затяжки, посадки і утворення великих каверн. Рекомендується для розбурювання глин, аргілітів, засолених глин – хлоркалієвий буровий розчин; для розбурювання теригенних порід з пропластками солей – буровий розчин на основі гідрогелю заліза (магнію); у більш складних умовах – вапняно-бітумний розчин.

3. При неодноразовій повторюваності звужень стовбура внаслідок набухання порід необхідно обтяжувати буровий розчин на 10-15% порівняно з вимогами або переглядати відповідність типу промивальної рідини геолого-технічним умовам буріння.

4. В породах, схильних до сальнікоутворення, рекомендується застосовувати рівнопрохідну конструкцію низу бурильної колони, що забезпечує високу швидкість висхідного потоку. Варто запобігати вико-

ристанню східчастих діаметрів при проводці необсадженого стовбура свердловини.

5. У свердловину, пробурену роторним способом і з використанням доліт ріжучого типу, забороняється спускати турбобур без попередньої проробки стовбура шарошковим долотом (роторним способом).

6. При підвищенні тиску на викидній лінії насосів припинити буріння й привести до нормального стану стовбур свердловини інтенсивним промиванням з розходжуванням і обертанням колони труб ротором з частотою понад 80 об/хв., не допускаючи натягу колони понад власну вагу.

Профілактика прихоплень, викликаних утворенням сальника й осіданням твердої фази бурового розчину має багато загального. Насамперед, необхідно підтримувати технологічні властивості бурового розчину в допустимих межах відповідно до геологічних умов буріння; очищувати буровий розчин від шламу; стежити за дотриманням параметрів режиму буріння, герметичністю бурильної колони і станом ущільнення шпинделя гідравлічних вибійних двигунів.

5. Способи ліквідації прихоплень бурильного інструменту

Ліквідація прихоплень полягає в усуненні або зменшенні сили, що утримує бурильний інструмент, до рівня, при якому її можна здолати. Ефективність ліквідації прихоплень визначається правильністю вибору способу, який би відповідав виду прихоплення, чи набору способів, починаючи від найпростішого [29]. Вибору технологічного рішення передують визначення кількості прихоплень, верхньої межі зон цих прихоплень і діагностика виду прихоплення, або характеру утримувальної сили. Час, що минув від початку прихоплення, зазвичай, посилює ускладнення. Тому всі необхідні виміри варто проводити швидко, а до початку вивільнення БК проводити роботи з перешкоджання аварійній ситуації: промивання, розходжування тощо.

У складній обстановці, коли діагностика неоднозначна або вірогідність аварії недостатньо висока, не завжди вдається прийняти надійне рішення, яке б забезпечило мінімальні витрати часу і засобів.

Існуючі способи ліквідації прихоплень засновані на застосуванні *фізико-хімічних, гідравлічних і механічних* впливів на зону прихоплення [30]:

- встановлення рідинних ванн;
- зниження рівня бурового розчину в стовбурі свердловини;
- відновлення циркуляції та промивання свердловини;
- застосування гідроімпульсного способу;
- розходжування і обертання колони ротором;
- застосування ударних механізмів;
- гідровібрування колони труб;
- імпульсно-хвильовий вплив на труби в зоні прихоплення;
- струшування прихопленої ділянки колони вибухом торпед;

- встановлення цементного моста і нарізування нового стовбура;
- оббурювання або фрезерування прихопленої ділянки колони;
- розгвинчування бурильної колони лівим інструментом і піднімання труб частинами;
- використання випробувачів пластів.

Відсутність або наявність циркуляції бурового розчину накладає обмеження на вибір можливих способів. Найпростішими способами варто вважати ті, котрі не вимагають відгвинчування вільної частини бурильної колони над зоною прихоплення і спускання у свердловину спеціальних пристроїв. У всіх видах прихоплення утримувальна сила формується на всій області контакту бурильного інструменту з гірською породою в переважній більшості випадків через фільтраційну кірку, сальник, опущений у свердловину предмет. В основі сучасних способів лежать зміни фізико-механічних властивостей руйнування гірської породи, кірки або сальника.

5.1. Фізико-хімічні способи ліквідації прихоплення

Фізико-хімічні способи засновані на закачуванні у зону прихоплення порцій спеціальних рідин – рідинні ванни, що послабляють або усувають сили взаємодії між поверхнею труб і фільтраційною кіркою, а також породою, шляхом хімічного розчинення, розрідження.

Цей спосіб ефективний для вивільнення труб у проникних породах, коли колона притиснута до стінки свердловини внаслідок перепаду тиску (рис. 6). За даними [31], 65% прихоплення цієї категорії ліквідується шляхом встановлення рідинних ванн. Спосіб не рекомендують для вивільнення бурильних колон, заклинених сторонніми предметами, обвалами гірської породи, в жолобах, у звуженій частині стовбура, а також обсадної колони. Основна умова застосування рідинних ванн — збереження циркуляції бурового розчину у разі виникнення прихоплення. Залежно від літологічного складу порід в зоні прихоплення використовують нафту, дизельне паливо, воду, кислоти, луги, а також комбіновані ванни. Перед встановленням рідинних ванн визначають сумарний гідростатичний тиск стовпа бурового розчину й агента ванни. Тиск повинен перевищувати пластовий тиск найбільш високонапорного горизонту у відкритому стовбурі свердловини на 5-10%. Якщо умова не дотримується, то буровий розчин обтяжують. При виборі агента рідинної ванни користуються рекомендаціями, наведеними в роботі [32].

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

Нафта є найактивнішим агентом рідинної ванни. Ліквідувати прихоплення БК за допомогою встановлення *нафтової ванни* рекомендують у перші моменти виникнення прихоплення для попередження інтенсивного зростання сил, що притискають бурильну колону до стін-

ки свердловини, але не пізніше 3-5 годин після початку аварії.

Водяну ванну застосовують у тому випадку, якщо геологічний розріз представлений стійкими породами, не схильними до осипань і обвалів. Встановлення водяних ванн найефективніше у свердловинах, для промивання яких використовують глиняний розчин на основі вибурених порід, а також при заклинюванні колони в інтервалах залягання натрієвих і магнієвих солей.

Переваги водяної ванни порівняно з нафтовою наступні:

- встановлення ванни може проводитись буровими насосами;
- можливість негайного встановлення у випадку відсутності нафти на буровій, що важливо для віддалених бурових;
- вода важча за нафту, тому засоби з попередження флюїдопроявів виконуються швидше;
- вода як агент активна, легко проникає в тонкі канали фільтраційних кірок;
- вода безпечніша при пожежі.

Ефективність водяних ванн збільшується при додаванні деяких хімічних реагентів.

Кислотні ванни застосовують при ліквідації прихоплень труб в карбонатних породах, глиняних вапняках і доломітах, а також в глиняних породах. Основою способу є здатність кислоти розчинити перераховані породи. В основному для кислотних ванн застосовують технічну соляну кислоту 8-14% концентрації, суміші соляної кислоти і води або нафти, сульфомінову кислоту. Для розчинення глиняних кірок використовують суміш 16-20%-ої соляної та 40%-ої плавикової кислот. Співвідношення компонентів суміші підбирають шляхом лабораторних випробувань з умов найактивнішої дії суміші кислот на зразки порід і фільтраційних кірок. При проведенні дослідів необхідно враховувати, що швидкість впливу соляної, плавикової кислот і їх сумішей на карбонатні породи значно залежить від температури і тиску. При збільшенні температури на 20-25° швидкість реакції зростає втричі, а при збільшенні тиску зменшується.

Не допускається встановлення ванн із соляною та сумішню соляної й плавикової кислот за наявності в компонованні бурильної колони труб з алюмінієвого сплаву Д16Т [33]. Для зменшення корозійного впливу кислот на сталеві труби і обладнання в них необхідно вводити інгібітори (формалін, мастила) [34].

Для забезпечення сприятливих умов дії кислотних ванн використовується вода як буферна рідина. Об'єм води визначається з розрахунку заповнення 50 м затрубного і внутрішньотрубного простору.

Одним з нових методів ліквідації прихоплень є використання поверхнево-активних додатків для збільшення ефективності рідинних ванн. Компанія «M-I DrillingFluidsCompany» пропонує низку продуктів «PIPE-LAX» для додавання в рідинні ванни [35].

5.2. Гідравлічні способи ліквідації прихоплень

Гідравлічні способи опираються на зміну гідравлічного тиску в зоні прихоплення шляхом регулювання гідростатичної складової тиску або формування гідравлічних імпульсів і хвиль у стовпі бурового розчину (у трубах і затрубному просторі) [36].

Такий спосіб рекомендують застосовувати для ліквідації диференціальних прихоплень у випадку заклинювання колони у жолобі та прихоплень, що виникають при підйманні БК.

Гідроімпульсний спосіб [37] застосовують для вивільнення інструмента, прихопленого перепадом тиску (рис. 6), сальником, заклинюванням у жолобах і сторонніми предметами (рис. 7). Спосіб не вимагає тривалої підготовки. Механізм та ліквідація прихоплень реалізують шляхом розвантаження колони труб різким зменшенням попередньо створених напружень у розтягнутих трубах і напружень стискання рідини, що наповнює труби [38].

Внаслідок закачування в БК води, нафти, дизпалива, або газу, миттєво зменшується тиск у колоні і бурильні труби переміщуються через зниження розтягувальних напружень, а буровий розчин перетікає із затрубного простору в труби.

Обмеження для застосування гідроімпульсного способу наступні:

- негерметичність бурильної колони;
- наявність у відкритому стовбурі слабозцементованих порід, схильних до обвалів;
- густина бурового розчину менша 1350 кг/м^3 ;
- зашламування вибою з можливим закупорюванням промивальних каналів бурових доліт і припинення циркуляції.

5.3. Механічні способи ліквідації прихоплень

Механічні способи засновані на створенні квазістатичних (розходження інструменту і відбиття ротором), вібраційних або ударних навантажень [39], у тому числі за рахунок вибуху, на бурильну колону і тим самим впливають на зону прихоплення [40]. При цьому розходження інструменту і відбиття ротором не вважають самостійним способом.

Затяжки і невеликі прихоплення зазвичай ліквідовують шляхом розходження – багаторазового опускання і підймання колони і повертанням ротором БК. Якщо ж не вдається ліквідувати прихоплення бурильного інструменту вище описаними способами, то БК вивільняють за допомогою:

- різкого струшування бурильної колони ударними або гідрударними пристроями;
- вібраторів поздовжньої, поперечної або крутильної дії;
- вибуху торпеди із детонуючого шнура методом «струшування».

Ударні пристрої, які називають ясами, призначені для вивільнення прихоплених бурильних колон ударами вгору або вниз. Найефектив-

вніше їх застосовувати для ліквідації прихоплень типу заклинювання. Усі яси мають бойок, який переміщається в корпусі й наносить удари по ковадлу, жорстко зв'язаного з прихопленою частиною БК. Розрізняють ударні механізми:

– з вільним бойком, яким наносять послідовно удари по ковадлу із силою, пропорційною власній масі (такі яси відомі як гідроударні або гідровібраційні механізми);

– з бойком, приєднаним до ОБТ.

Маса бойка не повинна перевищувати 5000 кг, а довжину бойка рекомендують визначати за формулою Г. Кемпа

$$l = 360d, \quad (6)$$

де d – діаметр бойка.

Ударний механізм першого типу генерує вібрації з частотою 25 Гц [41], що передаються до ділянки контакту труб з глинистою кіркою, сальником або шламом. Під дією вібрації відбувається розрідження породи в зоні її контакту з бурильним інструментом, зменшується її міцність на зсув, і як наслідок, зменшується опір переміщенню прихопленої колони. Пристрої даного типу не знайшли широкого застосування. У цьому випадку ударний механізм разом з ОБТ спускають до місця прихоплення.

Ударні механізми другого типу (яси) бувають неперервної або одиничної дії. Механізми неперервної дії знаходяться на стадії лабораторних розробок, а пристрої одиничної дії знайшли широке застосування: гідравлічний ударний механізм [42], ударно-вібраційний яс, пристрій для ліквідації прихоплень, яс механічний [29, 43, 44]. До конструкції ясів входять корпус, бойок, ковадло і замок або пристрій, що захоплює і вивільняє БК [45]. Бойок жорстко з'єднано з колоною труб, на яких спускають ударний механізм, а корпус і ковадло з'єднані з прихопленими трубами. Замки в усіх перерахованих механізмах мають різну конструкцію, але однакове призначення: при замиканні замка створюються умови пружного поздовжнього деформування частини бурильної колони, а після розмикання замка бойок вивільняється і разом з приєднаним компонованням БК вдаряє по ковадлу. Ударно-вібраційний яс [46] вивільняє БК шляхом нанесення осьового удару, спрямованого зверху вниз, або створення вібрації у колоні обертанням бурильного інструменту під натягом.

Ударні механізми рекомендують використовувати переважно у вертикальних свердловинах, а межі застосування визначаються величиною сили притискання БК до стінок свердловини та міцністю бурильних труб [48].

Вибуховий спосіб ліквідації прихоплень отримав назву «струшування». Вибух торпеди із детонуючого шнура в зоні прихоплення створює ударну хвилю, яка відокремлює труби від стінки свердловини або сальника. При цьому відбувається послаблення сил зчеплення колони із

затрубним середовищем. У випадку притискання інструменту до стінки свердловини перепадом тиску «струшування» може призвести до короткотривалого вирівнювання тиску навколо труби і зняття притискання. Далі розходженням або відбиванням ротором колону можна вивільнити.

Торпедуванням можна також відновити циркуляцію бурового розчину, що повинно полегшити ліквідацію прихоплення. У випадку заклинювання долота при роторному бурінні проводять вибух фугасної торпеди, опущеної до долота.

Вибуховий спосіб при ліквідації прихоплень застосовують також для:

- від'єднання неприхопленої частини колони труб ослабленням різьбового з'єднання за допомогою розгвинчування;
- вивільнення вільної частини колони обриванням труб.

Для вивільнення прихопленої БК використовують *вібрацію* – вимушені коливання широкого діапазону частот з малими амплітудами. Механізми, призначені для збудження вібрацій, називають вібраторами [49].

Залежно від методу передачі обертання неврівноваженої маси вібратори ділять на дебалансні (ексцентрикові) – зі зміщенням центра мас вала; бігункові – з вантажем, що рухається по внутрішній поверхні вала; та планетарні – неврівноважені планетарні редуктори [50]. Дебалансні вібратори, що збуджують поздовжні, поперечні, або крутильні коливання, називають вібромолотами [51]. Такі вібратори також можуть створювати складну комбінацію коливальних рухів – фігури Ліссажу.

Залежно від розміщення відносно прихопленої частини БК вібратори розрізняють поверхневі й глибинні (опускають ближче до зони прихоплення або вмонтовуються в БК).

За типом приводу вібратори ділять на механічні, електричні, електромеханічні, гідравлічні, електрогідравлічні, пневматичні, вакуумно-компресорні, електромагнітні та магнітострикційні.

Гідровібравання колони труб застосовується у поєднанні з розходженням колони і встановленням рідинних ванн [52]. Коливальні хвилі гідравлічного каналу передаються колоні труб. Вібравання труб викликає виділення вільної води в зоні контакту труби й фільтраційної кірки, внаслідок чого знижується коефіцієнт тертя й послаблюється контакт труб зі стінками свердловини [53].

Гідровібравання реалізують шляхом короткотривалого відключення компенсаторів бурових насосів і залишення у насосі в робочому стані одного нагнітального й одного всмоктувального клапана.

Комбіновані способи — поєднання вище описаних способів в будь-якій комбінації. Найбільше розповсюдження у практиці буріння отримало поєднання фізико-хімічного впливу з механічним. Наприклад, нафтова ванна і гідравлічний ударний механізм. Ефективність лі-

квідації прихопленнь, насамперед, залежить від правильності діагностики типу прихоплення і обраного способу його ліквідації.

6. Загальні рекомендації з вибору способу ліквідації прихопленнь бурильного інструменту

У кожному конкретному випадку потрібно уважно розібратись у схемі аварії, причинах її виникнення, можливих ускладненнях; скласти на основі цих даних детальний план ліквідації аварії; при аварійних роботах необхідно систематично контролювати їхнє проведення, а при необхідності своєчасно вносити корективи [27].

Варто пам'ятати, що роботи з ліквідації аварій трудомісткі; помилки, допущені при ліквідації аварій, ведуть до виникнення нових, складніших аварій, що веде до втрат і непродуктивних витрат робочого часу.

Прихоплення – вид ускладнень, що найважче піддається ліквідації та є джерелом найбільшої кількості аварій. У випадку виявлення прихоплення необхідно з'ясувати можливість обертання бурильної колони й наявність промивання у привибійній зоні.

Найефективнішим способом ліквідації прихопленнь БК є той, що відповідає природі цього прихоплення. У кожному окремому випадку буровики обирають найпридатніший спосіб і планують послідовність виконання робіт. Коли ситуація у свердловині невизначена, не завжди вдається обрати найефективніший спосіб і раціональну послідовність інших способів для застосування. Тоді варто скористатися рекомендаціями для вибору способу ліквідації прихопленнь, розробленими на основі теорії статистичних рішень, наведених в [37]. На практиці оптимальний план ліквідації прихопленнь визначають за результатами колективного аналізу обставин аварії досвідченими спеціалістами й накопиченого досвіду робіт на даному родовищі.

Основні правила вибору способу, сформульовані І. П. Пустовойтенком [29], мають таку послідовність:

1) застосовують способи, що не вимагають заводу додаткових матеріалів й обладнання, гідровібрування буровими насосами паралельно з розходжуванням і відбиванням колони ротором, організація гідроімпульсу, зменшення тиску в інтервалі прихоплення зниженням рівня у затрубному просторі;

2) спроба вивільнення колони без її розгвинчування над верхньою межею прихоплення з допомогою сторонніх організацій (геофізиків) та доставкою додаткових матеріалів (нафти, кислоти). Проводиться вибір з наступних способів: встановлення рідинних ванн, струшування інструмента торпедуванням детонуючого шнура, імпульсно-хвильовий спосіб;

3) роз'єднання колони над інтервалом прихоплення з наступним застосуванням ударних механізмів або випробувальних пластів [29], або зануренням пристроїв для зниження гідравлічного тиску в зоні прихоплення [20]. Крім того, може бути використано такі трудомісткі

способи, як оббурювання прихопленої колони й вилучення її частинами або встановлення цементного моста й забурювання з нього нового стовбура.

У світовій практиці для розрахунку максимально можливого часу вивільнення прихопленого інструмента користуються залежністю М. Броуса [29]:

$$t = \frac{R + C_{ec}}{C_{\omega d}}, \quad (7)$$

де t – максимально можливий час для вивільнення бурильного інструмента, доба; R – сумарна вартість елементів бурильної колони, залишених у свердловині; C_{ec} – сумарна вартість робіт з встановлення цементного моста і буріння до глибини на момент прихоплення; $C_{\omega d}$ – середньодобові витрати на проведення робіт з ліквідації прихоплення.

6.1. Ліквідація прихоплень натягнутої колони

Якщо БК обертається і циркуляція розчину не порушена, потрібно спробувати підняти колону шляхом обертання при максимально можливому промиванні, застосувавши нафтову ванну з витримкою свердловини протягом 1-2 діб. Такий спосіб особливо ефективний у випадку прихоплень у в'язких пластичних породах – глині. У випадку неможливості підймання з обертанням й інтенсивним промиванням ліквідовують прихоплення шляхом додаткового натягування колони лебідкою або гідравлікою станка.

Допустиму величину натягу визначаємо з умови, що матеріал труб не може піддаватись напруженню, рівному границі його плинності. Допустиме напруження $P_{\text{дон}}$ обчислюють за формулою:

$$P_{\text{дон}} = \frac{\sigma_{nl} \cdot F}{k}, \quad (8)$$

де σ_{nl} – межа плинності матеріалу труб, кН; F – площа поперечного перерізу гладкої частини бурильної труби, м²; $k=1,2-1,3$ – коефіцієнт запасу міцності, що визначає ступінь зношення труб.

Якщо при ліквідації прихоплення величина натягу БК перевищує $P_{\text{дон}}$, бурильні труби підлягають списанню, оскільки при їх наступного використання можливі поломки труб, викликані втомою матеріалу і мікротріщинами.

Якщо прийняті зусилля не дали результату, то необхідно відкрити бурильні труби від перехідника і колонкової труби; у разі відсутності у складі інструмента з'єднувального перехідника таку операцію здійснюють бурильними трубами з лівою різьбою за допомогою з'єднання з бурильними трубами з правою нарізкою мітчиками або колоколами. Після підйому бурильних труб із свердловини колонкову трубу оббурюють фрезером або розбурюють керном всередині з подальшим бурінням свердловини коронками меншого діаметра. У випадку неможливості оббурювання або розбурювання колонкової труби її можна розрізати й підняти частинами.

Якщо прихоплення не вдається ліквідувати жодним із описаних способів, то встановлюють цементний міст і зарізають новий стовбур.

6.2. Ліквідація прихоплень обсадних колон

При виникненні прихоплень необхідно швидко відновити інтенсивну циркуляцію бурового розчину з розходжуванням колони. Розходжування необхідно виконувати плавно, без різких посадок із зусиллями натягу, що на 50-100 кН перевищує власну вагу колони [31]. Розвантаження обсадних колон здійснюють із зусиллям натягу, що не повинно перевищувати: для колони діаметром 0,146-0,219 м – 150 кН, для колони діаметром 0,273-0,325 м – 200 кН. Якщо прийняті заходи не дозволили вивільнити труби за 1-2 год., то необхідно розглянути можливість цементування обсадної колони в місці зупинки БК. У цьому випадку розглядають можливість експлуатації свердловини з обладнанням меншого діаметра.

Якщо обсадну колону необхідно спустити до вибою, то наступним заходом по її вивільненню буде визначення інтервалу прихоплення і встановлення рідинних ванн (нафтової або кислотної). Можливе також суцільне промивання колони нафтою або кислотою. Якщо не вдалося звільнити обсадну колону, то її цементують у даному положенні або витягують вільну частину із свердловини, обрізавши труби труборізкою. Далі цементують із забурюванням другий стовбур, або піднімають прихоплені труби частинами.

У випадку посадки колони в шлам, коли частина труб забивається шламом, необхідно колону підняти над вибоєм і відновити циркуляцію при повільній подачі бурового розчину. Якщо труби прихопило, то спочатку необхідно відновити циркуляцію з поступовим прискоренням подачі розчину і розходжуванням колони. При втраті циркуляції послідовно домагаються її відновити — перфорують колону над стопкільцем, намагаючись промити низ колони.

Прилипання або примерзання труб ліквідують застосуванням різних мастил або розігрівом обсадних труб з наступним їх вилученням.

Ліквідацію обривів (відгвинчувань) обсадних труб виконують шляхом центрування відірваної (відгвинченої) частини колони з наступним цементуванням її або спусканням обсадної колони меншого діаметра.

6.3. Ліквідація аварій з породоруйнівним інструментом

У випадку залишення на вибої частин породоруйнівного інструмента (без колонкових труб) їх вилучають за допомогою спеціального інструмента – уловлювачів, а також розбурювання з наступним підніманням у колонковій трубі.

6.4. Ліквідація аварій, викликаних падінням сторонніх предметів

Різновид сторонніх предметів, що падають у свердловину, зумовлюють чисельність способів їх вилучення: уловлювачі, оббурювання з

наступним підніманням або розбурюванням (знищенням) предмета. Якщо вилучити предмет не вдалося, то намагаються втиснути їх в стінку свердловини (у м'яких і середньої твердості породах) з наступним перекриттям цього місця обсадними трубами. У низці випадків забурюють новий стовбур вище місця знаходження цього предмету. У випадку падіння або залишення приладів (пристроїв) у свердловині їх вилучення проводиться після нагвинчування ловильного колокола або накриття колонковою трубою відповідного діаметра. У випадку обривання каротажного кабелю або троса їх вилучають за допомогою уловлювачів канату. Якщо неможливо вилучити кабель (трос), його розбурюють.

Якщо ж предмет став причиною заклинювання бурильного інструменту, то застосовують способи ліквідації прихопелень.

6.5. Ліквідація прихопелень гідравлічним вібратором

Для усунення прихопелень бурильного інструмента застосовують також занурюваний гідравлічний вібратор, який приєднують до ловильного інструмента і спускають у свердловину. Пристрій стикують з верхнім кінцем прихопеленого бурового снаряда і він працює у швидкоударному вібраційному (або в комбінованому) режимі, що досягається регулюванням клапанів. У випадку важких прихопелень – залишення в свердловині прихопеленої колонкової труби і завалених бурильних труб й неможливості вилучення їх аварія ліквідується забурюванням другого стовбура.

6.6. Ускладнення при ліквідації прихопелень

Найчастіші ускладнення при ліквідації прихопелень [29]:

1) поглинання промивальної рідини – явище, при якому рідина, що закачується у свердловину, частково або повністю поглинається пластом. Зазвичай це відбувається при проходженні пластів з великою пористістю і проникністю, коли пластовий тиск виявляється меншим за тиск стовпа промивальної рідини у свердловині. Інтенсивність поглинання може бути від слабкої до катастрофічної, коли вихід рідини на поверхню повністю припиняється.

2) обриви бурильних труб і їх з'єднань при обертанні й натягуванні БК;

3) повторні прихопелення й обвали стінок свердловини при розбурюванні або оббурюванні колонкової труби;

4) обвалювання стінок свердловини при розбурюванні завалених бурильних труб;

5) аварії з обсадними трубами – відгвинчування обсадних труб або ніпелів, обривання та зминання труб, протирання стінок колони обсадних труб, прилипання або примерзання труб.

7. Заключення

У процесі написання даної статті проведено огляд літератури про аварії при геологорозвідці та бурінні нафтових і газових свердловин;

наведено класифікацію аварій, серед яких зосереджено увагу на прихопленнях бурильного інструменту; описано способи ліквідації і попередження прихоплень БК. За результатами проведених досліджень можна дійти висновку: прихоплення бурильних труб, як правило, складно ліквідувати. Нафтові компанії при цьому витрачають значні кошти і втрачають багато часу. Тому вивченню цього питання необхідно приділяти належну увагу.

Аварії відбуваються в основному внаслідок помилок у роботі виконавців технологічного процесу або виробників інструментів, обладнання і механізмів. Переважна більшість аварій в бурінні виникає у результаті порушення технічних й технологічних проектів.

Перед тим як приступити до ліквідації аварій, необхідно детально проаналізувати її на основі сучасного стану техніки ловильних робіт і досвіду ліквідації аварій. При цьому необхідно враховувати, що застосування невідповідного ловильного інструменту веде до ускладнення аварії, а нерідко і до ліквідації свердловини.

Вплив різних причин суттєво відображається на рівні аварійності, особливо при бурінні глибоких свердловин. Слід враховувати, що аварію легше попередити, ніж ліквідувати. Тому необхідно регулярно проводити вивчення причин аварійності й удосконалювати заходи з попередження аварій.

Висновки

Більшість наукових робіт, присвячених ліквідації ускладнень при бурінні свердловин, базуються на обробці статистичного матеріалу та експериментальних дослідженнях, спрямованих на розробку та подальше удосконалення наявних техніки і технології. Постійне зростання обчислювальних можливостей комп'ютерної техніки і бурхливий розвиток чисельних методів дозволяють віднести метод дослідження динамічних процесів на основі побудови адекватних математичних моделей до найперспективніших.

Недостатня кількість робіт, присвячених дослідженню механічних систем, що працюють при ліквідації прихоплень бурильної колони, зумовлена математичною складністю задачі, яка містить чималу кількість параметрів, що описуються нелінійними залежностями.

Отже, питання математичного моделювання процесу вивільнення бурильної колони механічними способами, є недостатньо вивченим і безперечно актуальним.

Література

1. Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2000. – 680 с.
2. Абатуров В.Г. Бурение в сложных геологических условиях. Часть 1. Аварии, их предупреждение и ликвидация. Курс лекцій / В.Г. Абатуров. – Институт нефти и газа ТюмГНГУ, 2003. – 60 с.

3. Векерик В.И. Уравнения равновесия участков бурильной колонны в скважине произвольно ориентированной в пространстве / В.И. Векерик, В.М. Мойсишин. – Ивано-Франковск: Факел, 2007. – 136 с.
4. Векерик В.І. Вплив параметрів бурової установки на динаміку роботи бурильного інструменту / В.І. Векерик // Нафтова і газова промисловість. – 1992. – № 2. – С. 31-35.
5. Kent W. Muhlbauer. Pipeline Risk Management Manual / W. Kent. – Gulf Publishing Company, 1992. – 256 p.
6. Пантелеев А. Иногда они тонут / А. Пантелеев // Нефтянка, 6 апреля 2015. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neftianka.ru/offshore-disasters/>.
7. Крупнейшие в мире разливы нефти с судов. Справка. РИА Новости, 27 мая 2009. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ria.ru/eco/20090527/172442566.html>.
8. Авария на нефтяной платформе «Deepwater Horizon» в Мексиканском заливе. ИТАР-ТАСС (20 апреля 2011 года).
9. Крупные ЧП на нефтяных платформах в 2010-2015 годах. РИА Новости, 1 апреля 2015.
10. Ростехнадзор назвал виновных в аварии на «Башнефть–Уфанефтехиме». Интерфакс. Экономика, 15 марта 2017.
11. Щепетов О.А. Системная классификация аварий в бурении / О.А. Щепетов // Вестник АГТУ. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика, – 2009. – № 2. – С. 36-42.
12. Зозуля Г.П. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебн. пособие / Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников и др. под ред. Г.П. Зозули. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372 с.
13. Каменских С. В. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / С.В. Каменских, А.С. Фомин. – Ухта: УГТУ, 2010. – 40 с.
14. Леонов Е.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2006. – 413 с.
15. Причины прихватов бурильного инструмента, способы их предупреждения и ликвидации / М.К. Сеид-Рза, Н.М. Шерстнев, О.А. Бабаев, А.А. Григорян. – Баку: Азернешр, 1975. – 175 с.
16. Колонковое и керновое бурение – Анализ аварийности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://geologinfo.ru/102-kolonkovoie-i-kernovoe-burenie?showall=&start=48>.
17. Abimbola M., Khan F. Development of an Integrated Tool for Risk Analysis of Drilling Operations / M. Abimbola, F. Khan // Process Safety and Environment Protection. – 2016. – P. 1-32, <http://dx.doi.org/10.1016/j.psep.2016.04.012>.
18. Рибчич І.Й. Аналіз показників роботи тришарошкових доліт у буровому управлінні «Укрбургаз» / І.Й. Рибчич, М.А. Мислюк, Ю.М. Васильюк // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 3. – С. 20-25.

19. Романишин Т.Л. Підвищення ефективності очищення вибоїв нафтогазових свердловин пристроями на основі постійних магнітів // Т.Л. Романишин. Дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук. – Івано-Франківськ, 2014. – 168 с.
20. Ясов В.Г. Осложнения в бурении: справочное пособие / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. – Івано-Франковск: ИФДТУНГ, 1999. – 191 с.
21. Causes, Detection and Prevention / L. Baley, T. Jones, J. Belaskie, O. Houwen, S. Jardine, D. McCann, J. Orban, M. Sheppard // *Oilfield Review* 3. – 1991. – No. 4. – P. 13-26.
22. Барышников А.А. Анализ причин прихватов и современные способы их предупреждения и ликвидации / А.А. Барышников // Труды XVIII Международного симпозиума им. акад. М. А. Усова студентов и молодых учёных «Проблемы геологии и освоения недр», Томский политехн. ун-т, 2014. – Том II. – С. 298-301.
23. Gudmestad O.T. Linearization methods and the influence of current on the nonlinear hydrodynamic drag force / O.T. Gudmestad, J.J. Connor // *Applied Ocean Research*. – 1983. – T.5, No. 4. – P. 184-194.
24. Мирзаджанзаде А. Х. Теория колебаний в нефтепромысловом деле / А.Х. Мирзаджанзаде; Под ред. А.Х. Мирзаджанзаде и др. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 364 с.
25. Чудик І.І. Дослідження передумов жолобоутворення на стінках свердловини замками бурильної колони / І.І. Чудик, А.І. Різничук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – №2(51). – С. 80-87.
26. Александров М.М. Взаимодействие колонны труб со стенками скважины / М.М. Александров. – М.: Недра, 1982. – 144 с.
27. Инструкция по борьбе с прихватами колонны труб при бурении скважин. – М.: Недра, 1976. – 67 с.
28. Булатов А.И. Справочник инженера по бурению. Том 1 / А.И. Булатов, А.Г. Аветисов. – М.: Недра, 1985. – 414 с.
29. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении / И.П. Пустовойтенко. – М.: Недра, 1988. – 279 с.
30. Рис В.В. Ліквідація прихоплень бурильної колони механічними способами / В.В. Рис, В.М. Мойсишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №2(19). – С. 5-9.
31. Самотой А.К. Анализ эффективности способов ликвидации прихватов. Обзор, информ. Сер. Бурение / А.К. Самотой – М.: ВНИИОЭНГ, 1983, – 67 с.
32. Kuiper G.L. Dynamic stability of a submerged, free-hanging riser conveying fluid / G.L. Kuiper, A.V. Metrikine // *Journal of Sound and Vibration*. – 2005. – Vol. 280, No. 3-5. – P. 1051-1065.
33. Balandin I. Buoyant Aluminum Drill Pipes for Extended-reach Drilling (Russian) / I. Balandin // SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Moscow, Russia: Society of Petroleum Engineers, 2010.

34. Torsional strength comparison between two assembling techniques for aluminium drill pipe to steel tool joint connection / C. Santus, L. Bertini, M. Beghini, A. Merlo, A. Baryshnikov // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. – 2009. – Vol. 86, No. 2-3. – P. 177-186.
35. Петров Н.А. Исследование зарубежных лубрикантов и эмульгаторов в качестве смазочных добавок промысловых растворов / Н.А. Петров, И.Н. Давыдова, А.Н. Попов // *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*, 2012. – № 5. – С. 405-418.
36. Бажин И.И. Автоматизированное проектирование машиностроительного гидропривода / И.И. Бажин. Под ред. И.И. Бажин, М.М. Гайцгори и др. – М.: Машиностроение, 1988. – 312 с.
37. Галимов М.А. Гидродинамические способы ликвидации прихватов бурильных колонн / М.А. Галимов, А.К. Самотой. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – 67 с.
38. Инструкция по ликвидации прихвата колонны труб в глубоких скважинах гидроимпульсным способом (ГИС). – М.: ВНИИБТ – Институт механики МГУ, 1972.
39. Ганиев Р.Ф. Динамика частиц при воздействии вибрации / Р.Ф. Ганиев, Я.Е. Украинский. – К.: Наукова думка, 1975. – 168 с.
40. Advancements in 3D Drill String mechanics: From the Bit to the Top-drive / S. Menand, H. Sellami, M. Tijani, O. Stab, D. C. Dupuis, C. Simon // *IADC/SPE Drilling Conference*. – Miami, Florida, USA: Society of Petroleum Engineers, 2006.
41. Drill String Torsional Vibrations: Comparison Between Theory and Experiment on a Full-Scale Research Drilling Rig / G.W. Halsey, A. Kyllingstad, T.V. Aarrestad, D. Lysne // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – New Orleans, Louisiana: 1986, Society of Petroleum Engineers, 1986.
42. Гидравлическое сопротивление трения труб [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://wpcalc.com/gidravlichesкое-soprotivlenie-treniya-trub>.
43. Вежерик В.І. Взаємодія аварійної й прихопленої компоновок бурильної колони при ліквідації аварій ударним способом / В.І. Вежерик, К.Г. Левчук // *Автоматизація виробничих процесів у машинобудуванні та приладобудуванні*. – Вісник НУ «ЛП». – 2014. – № 48. – С. 144-152.
44. Чарковський В.М. Дослідження умов ефективного застосування бурового яса на малих глибинах / В.М. Чарковський // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2015. – №1(54). – С. 57-64.
45. Li Z. Analysis of Longitudinal Vibration of Drill String in Air and Gas Drilling / Z. Li, B. Guo // *Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium*. – Denver, Colorado, U.S.A.: Society of Petroleum Engineers, 2007.
46. Moisysyn V. The Impact of Vibration Mechanism' Zone Installation on the Process of Retrieving Stuck Drill Pipes / V. Moisysyn, K. Levchuk // *Mining of Mineral Deposits*. Vol. 10. Iss. 3. – 2016. – P. 65-76.

47. Navarro-López E.M. Avoiding Harmful Oscillations in a Drill String through Dynamical Analysis / E.M. Navarro-López, D.Cortés // Journal of Sound and Vibration. – 2007. – Vol. 307, No. 1-2. – P. 152-171.
48. Инструкция по освобождению прихваченного бурильного инструмента торпедированием. – Ленинград: Недра, 1970. – 24 с.
49. Методическая инструкция по вскрытию продуктивных пластов перфораторами на насосно-компрессорных трубах / Л.Я. Фриндландер, Н.И. Гушин, В.М. Куртинов и др. – М.: ВНИИ-геофизика, 1977. – 40 с.
50. Aarrestad T.V. Drill String Vibrations: Comparison Between Theory and Experiments on a Full-Scale Research Drilling Rig / T.V. Aarrestad, H.A. Tonnesen, A. Kyllingstad // SPE/IADC Drilling Conference. – Dallas, Texas: 1986. IADC/SPE 1986 Drilling Conference, 1986.
51. Prediction of Drill String Fatigue Life Under Axial-Torsional-Combined Vibration / A. Chi, J. Zhang, W. Ge, B. Guo // SPE Gas Technology Symposium. – Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers, 2006.
52. Cheng Y. The Linear Vibration Analysis of Marine Risers Using the web-Based Dynamic Stiffness Method / Y. Cheng, J. K. Vandiver, G. Moe // Journal of Sound and Vibration. – 2002. – T. 251, No 4. – P. 750-760.
53. Jansen J.D. Active Damping of Torsional Drill String Vibrations With a Hydraulic Top Drive / J.D. Jansen, L.Vd. Steen, E. Zachariassen // SPE Drilling & Completion. – 1995. – 12.01.1995. – Vol. 10, No. 4. – P. 250-254.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 6.09.2017 р.,
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Векериком В.І.,
д.т.н., професором Куцяком Я.В. (м. Київ)*

MECHANICAL METHODS RELEASING STUCK DRILLING TOOLS (OVERVIEW)

K. G. Levchuk, V. M. Moisyshyn, V. V. Rys, I. M. Gural

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;

76019, Ivano-Frankivsk, Carpatska Str., 15;

e-mail: kgl.imp.nan@gmail.com

The authors reviewed the types of sticks, the physical nature and the prevention of the picking up of the drill tool. The place of trapping of drilling systems among accidents and complications during drilling of oil and gas wells is found out. We have done a bibliographic review of the methods to eliminate drill string, as well as recommendations for choosing existing methods to effectively deal with accidents.

Key words: *drilling, stuck, drilling tool, drill string, impact, vibration, explosion, drilling rig.*