

АНАЛІЗ КОРОЗІЙНО-ВТОМНИХ РУЙНУВАНЬ ЕЛЕМЕНТІВ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

В.І. Артим, І.І. Яциняк, В.В. Гриців, А.Р. Юрич, Р.В. Рачкевич

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (0342) 717967,
e-mail: iy2008@online.ua

На основі промислових даних 2007 – 2010 років проведено аналіз відмов елементів бурильної колони, спричинених корозійно-втомними руйнуваннями металу. Встановлено, що їх кількість продовжує займати вагомий частку від усіх аварій. У 2007 році, частка аварій, пов'язаних з такими руйнуваннями елементів колони, склала 40 % від їх загальної кількості, у 2008 р. – 50 %, 2009 р. – 50 %, 2010 р. – 42,8 %. Середній відсоток аварійності за даний період складає 45,7 %. Поелементний розподіл відмов свідчить, що близько 41 % аварій, спричинених корозійно-втомними руйнуваннями бурильних колон, відбувається по тілу бурильних труб, 42 % – спричинено руйнуванням різьбових з'єднань, 17 % – інших частин колони. Причому, руйнування труб по тілу відбувається за таким розподілом: 80 % – бурильні труби (БТ), 20 % – обважені бурильні труби (ОБТ), а по різьбовому з'єднанні: 80 % – ОБТ, 20 % – БТ.

Також, встановлено значне зростання кількості руйнувань елементів бурильної колони з поглибленням свердловини, чи ускладненням її профілю. Найбільша кількість корозійно-втомних руйнувань відбулась на найбільших глибинах, що піддавались аналізу, а саме, в інтервалі буріння від 5 тис. м до 6 тис. м. Це зумовлено збільшенням кількості ділянок із складними умовами проходки бурового інструменту і, відповідно, збільшенням навантаження на елементи колони, що сприяє швидкому їх руйнуванню.

Ключові слова: аналіз аварійності, корозійно-втомне руйнування, елементи бурильної колони.

Проведен анализ промышленных данных за 2007 – 2010 годы по отказам элементов бурильной колонны вызванным коррозионно-усталостным разрушением металла. Установлено, что их количество продолжает занимать весомую часть от всех аварий. В 2007 году доля аварий, связанных с такими разрушениями элементов колонны, составила 40 % от их общего количества, в 2008 г. – 50 %, в 2009 г. – 50 %, в 2010 г. – 42,8 %. Средний процент аварийности за данный период составляет 45,7 %. Поэлементное распределение отказов показало, что около 41 % аварий, вызванных коррозионно-усталостными разрушениями бурильных колонн, происходит по телу бурильных труб, 42% – вызвано разрушением резьбовых соединений, 17 % – других частей колонны. Причем, разрушение труб по телу происходит по следующему распределению: 80 % - бурильные трубы (БТ), 20 % - утяжеленные бурильные трубы (УБТ), а по резьбовом соединении: 80 % - ОБТ; 20 % - БТ.

Также установлено значительное увеличение количества разрушений элементов бурильной колонны при увеличении глубины скважины, или осложнении профиля. Наибольшее количество коррозионно-усталостных разрушений произошло на наибольших глубинах, подвергавшихся анализу, а именно, в интервале бурения от 5 тыс. м до 6 тыс. м. Это обусловлено увеличением количества участков со сложными условиями проходки бурового инструмента и, соответственно, увеличением нагрузки на элементы колонны, способствует быстрому разрушению последних.

Ключевые слова: анализ аварийности, коррозионно-усталостное разрушение, элементы бурильной колонны.

Analysis of failure of drill stem components, caused by corrosion-fatigue failure of the metal was being made during 2007 - 2010 and was based on industrial data and it was found out that this type of corrosive-fatigue failure keeps a significant proportion of all accidents. In 2007, proportion of accidents, connected with drill stem components failure accounted for 40% of the total number, in 2008 and 2009 it was 50%, and in 2010 it was 42,8%. The average percentage of accidents is 45,7% for this period. The item-failure distribution shows that about 41% of accidents, caused by corrosion-fatigue failure are in the body of drill pipes, 42% happen because of failure in threaded joints, 17% happen in other parts of the stem. Moreover, failure of pipes in the body occurs in the following way: 80% are in drill pipes (DP), 20% are in drill collars (DC), and concerning the threaded joints – 80% are in DC and 20 % are in DP.

Also, significant increase failure of drill stem components was fixed because of increase of well depth, or profile complication. The greatest amount of corrosion-fatigue failure occurred at the greatest depths, which were analyzed, namely, in the interval of 5 - 6 thousand meters. This is due to the increasing number of areas with difficult headway conditions, and respectively, increase of load on drill stem components, which cause rapid failures.

Key words: accident rate analysis, corrosive-fatigue failure, drill stem components.

Постановка проблеми. Енергозабезпеченість держави є невід'ємною складовою її економічної і національної безпеки. Україна належить до держав, які частково забезпечені власними енергоресурсами. Насамперед це стосується видобутку вуглеводневих енергоносіїв, частки видобування яких від загальних потреб держави становлять: нафта – 10–12 %, природ-

ний газ – 23–26 % [1]. Тому питання розвитку паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) України у напрямку збільшення видобутку нафти і газу залишається актуальним.

Необхідність збільшення видобутку вуглеводневих ресурсів змушує вдаватись до буріння нових глибоких та надглибоких свердловин складної просторової орієнтації, а також до

відновлення старого фонду свердловин шляхом проведення ремонтно-відновлювальних робіт. Проте, буріння таких свердловин супроводжується ускладненими умовами експлуатації обладнання у свердловині, що спричинені значною кількістю криволінійних ділянок із можливими виробками, а це, в свою чергу, призводить до збільшення кількості аварій із бурильними колонами та їх елементами.

Аварії, що трапляються з елементами бурильної колони, згідно з класифікацією Л. А. Лачиняна і С. А. Угарова [2] поділяють на раптові і поступові. Більш небезпечними є раптові аварії, які виникають несподівано і вимагають значних затрат коштів і часу на їх ліквідацію. Причинами таких відмов є втомне та корозійно-втомне пошкодження, крихке руйнування елементів бурильної колони та виривання різьби труб й замків [2]. Особливо це актуально для роторного способу буріння, під час якого бурильна колона піддається додатковій дії циклічних навантажень згину в нижній її частині, а також асиметричних циклів розтягу – у верхній. Сукупний вплив таких зусиль разом з іншими навантаженнями різко негативно відображається на втомній міцності елементів бурильної колони, збільшуючи частоту їх відмов. Раптові відмови досить важко дослідити за допомогою існуючих методів. Тому для оцінки масштабності аварійності, спричиненої корозійно-втомними руйнуваннями елементів колони, великий інтерес викликає їх статистичний аналіз.

Аналіз досліджень і публікацій. Для визначення кількості аварій, спричинених корозійно-втомними руйнуваннями бурильних колон, та з'ясування причин їх виникнення було проаналізовано роботи дослідників [3–13], які займаються цією проблемою тривалий час.

Так, згідно з промисловими даними по ПАТ «Укрнафта» за 1971–1978 роки встановлено, що втомні руйнування обважнених бурильних труб (ОБТ) по різьбових з'єднаннях складають до 35% від всіх поломок елементів бурильної колони [3]. На механізм їх виникнення впливають властивості матеріалу, корозійність бурового розчину, профіль стовбура свердловини, частота обертання ротора, навантаження і деякі інші чинники.

У 1977–1981 роках при роторному способі буріння зафіксовано [4]: 9% аварій із сталевими бурильними трубами (СБТ) на висадженій частині; 6% в результаті обриву різьби внаслідок її зношення; близько 15% викликано поломками по муфті і ніпелю через зношення замків по зовнішній поверхні; 38% – через поломки по зварних стиках, трубній різьбі чи по тілу труби; 32% – через промивання тіла труби чи різьби. З даного аналізу видно, що близько 85% аварій безпосередньо чи опосередковано пов'язані з втомним руйнуванням труб.

Аналізуючи аварійність у процесі буріння глибоких свердловин з 1971 по 1982 рр. [5], встановили, що 32% аварій відбулося через несправність бурильних колон. Аварійність за

видами конструкцій труб свідчить, що металеві труби відмовили у 38,1% випадках від загальної кількості аварій бурильних колон, легкосплавні – 15,6%, ОБТ – 15,1%, труби бурильні з приварними замками, висадженими в середину (ТБПВ), – 8,6%, ведучі труби – 7,0%.

У роботі [6] проаналізовано кількість відмов бурильної колони з 1971 по 1982 роки на теренах колишнього УРСР і зафіксовано 244 аварії, з розподілом аварійності: 36,9% – трубна різьба; 21,7% – замкова різьба; 8,6% – зварний шов; 27% – тіло бурильних труб, а в період з 1985 по 1990 роки аварійність становила: 28,3% – руйнування трубної різьби; 21,7% – руйнування замкової різьби; 9,6% – зрив замкової різьби; 26% – руйнування тіла труби; 8,6% – руйнування по зварному шву; 5,8% – інші аварії. Також автор [6] провів систематизацію відмов елементів колони за 1966 – 1994 роки (рисунок 1).

Згідно з [7, 8] близько 90 % аварій, що виникають в процесі буріння свердловин, пов'язані із корозійно-втомними руйнуваннями бурильних труб, які можна поділити на три основні групи: злам по трубній різьбі; злам по замкових різьбових з'єднаннях; злам по тілу труби.

При бурінні роторним способом втомні тріщини на різьбових ділянках ОБТ з'являються через 800 – 900 годин після початку роботи [9]. І за результатами промислових даних можна зробити висновок, що основними причинами виходу з ладу перевідників є зношення і втомні руйнування замкових різьбових з'єднань.

Інформація, отримана із закордонних аналітичних джерел щодо руйнування бурильних колон в похилих свердловинах [10], свідчить, що найчастіше причиною руйнування є втома металу труб. Середня затрата на ліквідацію таких аварій у 1985 р. складала 106 тис. доларів на кожну аварію.

Згідно з дослідженнями, проведеними автором [11] по підприємствах ВАТ «Укрнафта» та ДК «Укргазвидобування» за період з 1988 по 1992 роки, отримано такий розподіл відмов: аварії із елементами бурильної колони – 34%; прихоплення трубних колон – 55%; аварії з породоруйнівним інструментом – 5%; аварії з обсадними колонами – 2%; невдале цементування – 2%; інші аварії – 2%. Як бачимо, відсоток руйнувань бурильної колони залишається значним.

Причини поломок бурильної колони, систематизовані під час досліджень, проведених компанією Т. Н. Hill Associates Inc впродовж 2002–2004 років, складають: 66% – втомне руйнування; 17% – перевантаження; 4% – корозія; 13% – інші причини [12]. Схожа інформація наводиться в публікації [13], де йдеться про те, що дві третини поломок бурильних колон відбувається саме через накопичення корозійно-втомних пошкоджень.

Постановка завдання. Проведений аналіз аварійності за 1971–2004 роки свідчить, що корозійно-втомні руйнування бурильної колони

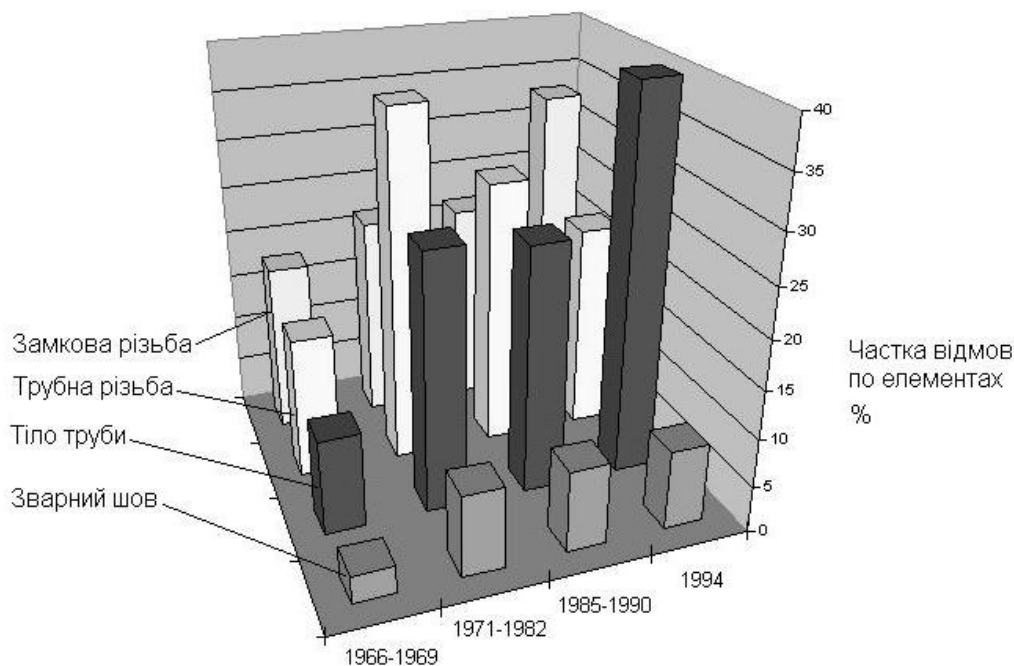


Рисунок 1 – Розподіл аварійності з елементами бурильної колони [6]

складали вагомому частку від їх загальної кількості. Для зменшення кількості таких руйнувань розвивалися нові методи прогнозування довговічності елементів бурильної колони, покращувалися технології виготовлення матеріалів, їх діагностика, удосконалювалася техніка буріння та технічні засоби. Проте розв'язання даної проблеми є дуже складним завданням. І з огляду на ситуацію, що склалася за минулий період навколо корозійно-втомних руйнувань бурильної колони, цікавим є ступінь її вирішення на даний час. Тому прийнято рішення провести аналіз відмов бурильної колони за 2007–2010 роки, що і є метою даної роботи.

Виклад основного матеріалу дослідження. Для оцінки кількості обривів бурильної колони у процесі буріння було проаналізовано промислові дані по БУ “Укрбургаз” за 2007 – 2010 роки (таблиця 1). Вони свідчать, що у 2007 році частка аварій, спричинених корозійно-втомним руйнуванням елементів колони, складає 40% від всіх поломок, у 2008 р. – 50%, 2009 р. – 50%, 2010 р. – 42,8%. Середній відсоток аварійності за даний період складає 45,7%. Порівнюючи ці дані із даними попередніх років, бачимо, що кількість таких руйнувань практично не змінилася і складає близько половини всіх аварій.

Аналіз поелементного розподілу аварійності (рисунок 2) свідчить, що близько 41 % аварій спричинених корозійно-втомними руйнуваннями бурильних колон, відбувається по тілу бурильних труб, 42 % – спричинено руйнуванням різьбових з'єднань, 17 % – інші частини колони. Причому, руйнування труб по тілу відбувається за таким розподілом: 80 % – бурильні труби (БТ); 20 % – обважені бурильні труби (ОБТ), а по різьбовому з'єднанню: 80 % – ОБТ; 20 % – БТ.

Як уже вказувалося, у випадку ускладнення профілю і збільшенні глибини свердловин погіршуються техніко-економічні показники бурових робіт. Це підтверджується наведеними вище даними, та розподілом аварійності в залежності від глибини свердловин (рисунок 3). Як бачимо зі збільшенням глибини свердловини кількість втомних руйнувань зростає, а в інтервалі буріння від 5 до 6 тис. м відбулась найбільша їх кількість. Така ситуація зумовлена збільшенням кількості ділянок із складними умовами проходки бурового інструменту і, відповідно, збільшенням навантаження на елементи колони, що сприяє швидкому їх руйнуванню. Це не тільки призводить до зростання затрат часу на ліквідацію аварій, але і до значних витрат коштів.

Так, на похилій свердловині №1 Комишнянського НГКР – ПВБР буріння в інтервалі 4095 – 4757 м супроводжувалось утворенням каверн, розмір яких перевищував 500 мм. Це призвело до того, що після чергового відриву долота від вибою на глибині 4757 м вага зменшилася на 9 поділок за показом гідравлічного індикатора ваги (ГІВ-6), та зменшення тиску в нагнітальній лінії бурового насоса з 11 до 6 МПа. Після підйому виявилось, що відбувся злам бурильної труби ТБВК діаметром 127 мм з товщиною стінки 9,19 мм, яка відпрацювала 60 годин після профілактичного опресування і 219 годин після ультразвукової дефектоскопії (УЗД).

На похило-спрямованій свердловині №344 Яблунівського НГКР – ПВБР на глибині 4716 м було зафіксовано низьку механічну швидкість буріння (за 9 годин пробурено 0,5 м). Після підйому бурильної колони було виявлено злам по тілу наддолотного перехідника, загальний час напрацювання якого становить 207 годин.

Таблиця 1 – Аварії, спричинені втомним руйнуванням бурильної колони по БУ “Укрбургаз” за 2007 – 2010 рр.

№ свердловини	Опис аварії	Причини аварії	Втрати	
			Час, год	Проходка, м
1 Комишнянського нафтогазоконденсатного родовища Полтавського відділення бурових робіт (НГКР – ПВБР), похила	26 лютого 2007 р. при бурінні на глибині 4757 м стався злам бурильної труби ТБВК діаметром 127 мм групи міцності Е по трубній різьбі під бурильним замком	Значні знакозмінні згинальні напруження в кавернозній частині стовбура	1729	603
96 Тимофіївського НГКР – ПВБР, похило-спрямована	12 березня 2007 року при бурінні на глибині 3856 м стався злам муфти ОБТ діаметром 203 мм на 130 мм нижче торця труби	Втомне руйнування матеріалу ОБТ, в інтервалі зменшення зенітного кута	1365	536
54 Комишнянського газоконденсатного родовища – ПВБР, вертикальна	2 серпня 2007 р. при бурінні на глибині 2300 м стався злам КЛС по тілу на відстані 290 мм від ніпельної частини	Втомне руйнування КЛС. Утворення мікротріщин	421	154
202 Солохівського ГКР – ПВБР, вертикальна	14 серпня 2007 р. при досягненні глибини 2602 м і заміні долота, виникло руйнування упорного кільця ковпака діаметром 260 мм, що призвело до падіння КНБК у свердловину	Втомне руйнування матеріалу упорного кільця ковпака для ОБТ. Недостатній контроль за станом обладнання	779	272
344 Яблунівського НГКР – ПВБР, похило-спрямована	23 вересня 2008 р. при бурінні на глибині 4716 м стався злам по тілу наддолотного перехідника	Втомне руйнування перехідника. Утворення мікротріщин	1902	168
25 Комишнянського ГКР – ПВБР, похила	12 лютого 2009 р. при бурінні на глибині 5571 м було виявлено руйнування ОБТ по різьбовому з’єднанню 3-122	Втомне руйнування ОБТ	744	369
54 Комишнянського ГКР – ПВБР, вертикальна	01 серпня 2009 р. при бурінні на глибині 5802 м було виявлено злам по тілу бурильної труби діаметром 127 мм товщиною стінки 9,19 мм групи міцності G-105	Виникнення поперечної тріщини внаслідок дії втомних навантажень та крутних моментів	3480	1067
101 Гадяцького ГКР – ПВБР, вертикальна	4 травня 2010 р. при бурінні на глибині 4760 м було виявлено злам бурильної труби діаметром 127x9,19 мм групи міцності S-135 на віддалі ≈ 50 см над ніпелем	Втомне руйнування бурильної труби	57	21
54 Комишнянського ГКР – ПВБР, вертикальна	27 травня 2010 р. при бурінні на глибині 5772 м стався злам бурильної труби діаметром 89 мм товщиною стінки 9,19 мм групи міцності G-105, по тілу в районі роботи клинів ПКР	Утворення мікротріщини від дії втомних знакозмінних навантажень та крутних моментів	2103	713

Продовження таблиці 1

№ свердловини	Опис аварії	Причини аварії	Втрати	
			Час, год	Проходка, м
205 Березівського ГКР – ШВБР, вертикальна	4 червня 2010 р при бурінні на глибині 5860 м було виявлено злам ОБТ діаметром 121 мм	Дія знакозмінних радіальних напружень на ОБТ	623	276
40 Копилівського родовища – ПВБР, похило-спрямована	29 червня 2010 р. під час буріння на глибині 2413 м було виявлено злам муфти NC-61 ОБТ діаметром 203 мм (фактичний діаметр 192 мм) на віддалі ≈ 73 мм від торця	Втомне руйнування матеріалу різьби ОБТ	79	46
118 Котелевської площі – ШВБР, вертикальна	20 вересня 2010 р. при бурінні на глибині 5702 м відбувся злам по гладкій частині бурильної труби ТБПК діаметром 127х9,2 мм групи міцності “Л” на відстані 3,2 м від ніпеля	Втомне руйнування металу	812	326

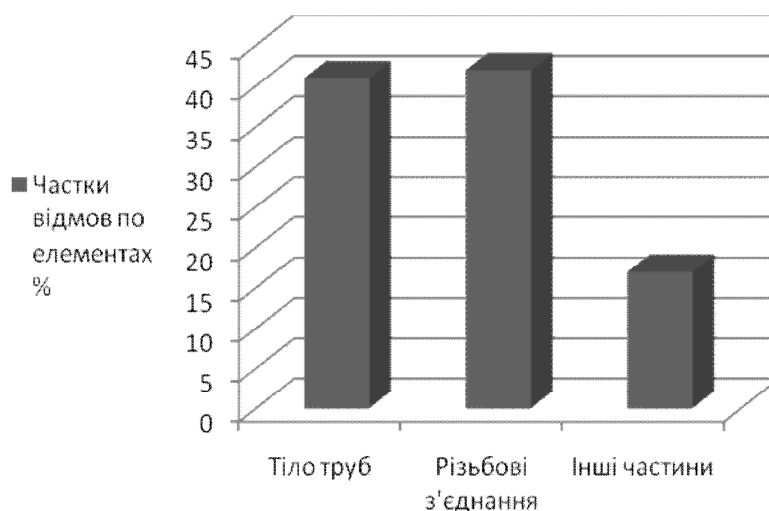


Рисунок 2 – Розподіл аварійності з елементами бурильної колони по БУ “Укрбургаз” за 2007 –2010 роки

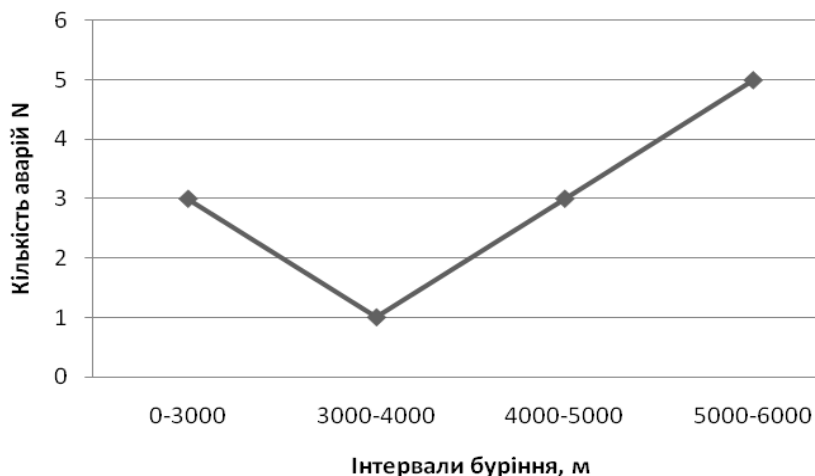


Рисунок 3 – Залежність кількості аварій від глибини свердловин

Література

Така ж проблема виникла на похило-спрямованій свердловині №40 Копилівського родовища – ПВБР, де на глибині 2413 м було виявлено злам муфти ОБТ діаметром 203 мм. Час роботи її після УЗД склав 225 годин.

При бурінні вертикальної свердловини №101 Гадяцького ГКР – ПВБР на глибині 4760 м було зафіксовано падіння тиску з 10,2 до 9,2 МПа, у зв'язку з чим проводилось розходження бурильної колони. При цьому відбулось зменшення ваги колони по ГВ-6 на 36 поділок і зменшення тиску до 2 МПа. Після підйому бурильної колони на поверхню виявлено злам бурильної труби діаметром 127 мм з товщиною стінки 9,19 мм, яка відпрацювала 42 години після гідравлічного опресування і 326 годин після УЗД.

Наведені матеріали підтверджують те, що час відпрацювання елементів бурильної колони і їх довговічність здебільшого залежить від кількості ділянок із складними умовами проходки (каверн, місць осипання та перепаду тиску), в які потрапляє колона під час буріння. Тому для зменшення числа таких аварій необхідно приділяти більше уваги вивченню процесу втомних руйнувань бурового інструменту, що дозволить ефективніше прогнозувати його поведінку в різних умовах роботи та час відпрацювання.

Висновки

Кількість аварій, спричинених корозійно-втомним руйнуванням бурильної колони, при бурінні свердловин підприємствами БУ «Укрбургаз» в 2007–2010 роках в порівнянні з попередніми роками (1971–2004) суттєво не змінилась і складає близько 50% від загальної кількості. Час ліквідації даних аварій склав 14094 годин, а втрати проходки – 4551 м.

Аналіз аварій свідчить, що основними причинами їх виникнення є: подальше ускладнення гірничо-геологічних умов будівництва свердловин (Яблунівське, Березівське, Тимофіївське та інші) та значне зростання об'ємів буріння глибоких похило-спрямованих свердловин, (Яблунівське, Комишнянське, Гадяцьке і інші родовища), що посилює вплив негативних факторів на втому довговічність бурильної колони.

Поелементний розподіл аварій також не знав суттєвих змін в порівнянні з попередніми роками. Обриви бурильної колони по тілу труб і по різьбі продовжують займати найбільш частки від всіх аварій: 41% і 42% відповідно. Обрив ОБТ відбувається здебільшого по різьбових з'єднаннях (80% від загальної кількості), а БТ – в основному по тілу труб (80% від загальної кількості).

З метою зменшення аварійності елементів бурильної колони необхідно провести комплекс досліджень та удосконалити математичні моделі динамічних процесів буріння, оцінити вплив динамічних характеристик бурильної колони на міцність її елементів, удосконалити існуючі методи прогнозування залишкового ресурсу бурильних труб та інших частин колони.

1 Дарнопих Г. Ю. Паливно-енергетичний комплекс України в умовах глобалізації / Г. Ю. Дарнопих // Вісник Національної юридичної академії України імені Ярослава Мудрого. – 2011. – №2 (5). – С. 19 – 29.

2 Лачинян Л. А. Конструирование, расчет и эксплуатация бурильных геологоразведочных труб и их соединений / Угаров С.А. – М.: Недра, 1975. – 230 с.

3 Пелех В. Г. Долговечность утяжеленных бурильных труб / В. Г. Пелех М. К. Воронцовский, Г. П. Бандурин, П. Р. Парипа и др. // Нефтяное хозяйство. – 1980. – №3, март.

4 Янтурин А. Ш. Некоторые вопросы аварийности бурильных труб / А. Ш. Янтурин, Г. С. Осин, Ю. А. Подалов, В. Л. Папировский // ВНИИТ – нефть, КПТ И. – 1984. – вип. №10. – С. 12 – 15.

5 Крыжановский Е. И. Анализ отказов бурильных колон при эксплуатации / Е. И. Крыжановский, С. Г. Поддубный, В. Т. Иващенко, М. Я. Янышевский, И. М. Рихлевич // Ивано-Франковский институт нефти и газа, ПГО «Запукргеология».

6 Рачкевич Р. В. Прогнозування довговічності бурильної колони в ускладнених умовах буріння свердловини: дис. канд. техн. наук: 05.05.12 / Рачкевич Руслан Володимирович. – Івано-Франківськ. – 2006. – 145 с.

7 Лисовская Г. Ф. Применение дефектоскопии бурильных труб в объединении «Укрнефть» / Г. Ф. Лисовская, И. Г. Мигаль, О. М. Карпаш // Нефтяное хозяйство. – 1983. – №5, май. – С. 43.

8 Анализ аварийности при бурении / Режим доступа: <http://www.drillings.ru/av-analiz>.

9 Андрийчук И. С. Работоспособность бурильных труб в условиях Прикарпатья / И. С. Андрийчук, В. Г. Пелех, Г. П. Бандурин, Б. Д. Щербан // Нефтяная и газовая промышленность. – 1982. – №3. – С. 17 – 19.

10 Joostew M. W. Study shows how to predict accumulated drill pipes fatigue. / World oil – 1985. – vol 201 №5. – p. 65 – 70.

11 Джус А. П. Прогнозування довговічності елементів бурильної колони індикаторами втоми: дис. канд. техн. наук: 05.05.12 / Джус Андрій Петрович. – Івано-Франківськ. – 2011. – 180 с.

12 Джейсон К. Достижения в проектировании бурильной колонны с учетом усталостного износа: теория коэффициента кривизны и иллюстративный пример / К. Джейсон, Н. Рейнольдс, Ш. Сллис [та ін.] // Нефтегазовые технологии. – 2004. – №3. – С.16 – 18.

13 Нечайкина Л. Бурильные колонны – проблемы и решения / Ю. В. Рудин // В зеркале мировой прессы. Бурение и нефть. – 2006. – №3. – С. 43 – 44.

Стаття надійшла до редакційної колегії
25.04.12

Рекомендована до друку професором
Івасівим В.М.