

**Ігор ЧУДИК, Любомир ПОБЕРЕЖНИЙ, Андрій ГРИЦАНЧУК,  
Віталій МАРХАЛЕВИЧ, Любов ПОБЕРЕЖНА, Олег ТКАЧУК**

## **ВПЛИВ ПЛАСТОВИХ ВОД НА КОРОЗІЮ ТА ДОВГОВІЧНІСТЬ БУРИЛЬНИХ ТРУБ**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
вул. Карпатська, 15, Івано-Франківськ, 76019, Україна. E-mail: lubomyrpoberezhny@gmail.com*

**Ihor CHUDYK, Liubomyr POBEREZHZNY, Andrii HRYTSANCHUK,  
Vitaly MARKHALEVYCH, Liubov POBEREZHZNA, Oleh TKACHUK**

## **INFLUENCE OF FORMATION WATER ON CORROSION AND DURABILITY OF DRILLING PIPES**

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas  
15, Karpatska St., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine. E-mail: lubomyrpoberezhny@gmail.com*

### **ABSTRACT**

Most of the oil and gas fields in Ukraine are in the final stages of development, but the urgent task is to maintain and increase hydrocarbon production. Realization of the specified tasks is possible in two directions, namely: commissioning of new deposits and intensification of extraction of hydrocarbons from already operating fund of operational wells. In the conditions of constantly growing demand for hydrocarbons, special attention is paid to the maximum extraction of products from productive horizon, this is facilitated by methods of intensification of hydrocarbon in flow. During long-term operation, due to the interaction with formation water and drilling mud, the elements of the drillings string, first of all drill pipes and their threaded connections, wear out. According to the analysis of failures, their main causes are corrosion damages, corrosion-fatigue failure and washouts. According to the results of chemical analysis of killing fluids, it was found that the main corrosive component is chlorides. Conducted corrosion tests showed significant corrosion activity of both killing fluids at the levels of "HIGH" and "SEVERE" according to NACE Standard RP0775-2005.

**KEY WORDS:** *formation water, drill pipes, acid treatment of wells.*

### **ВСТУП**

Більшість нафтогазових родовищ України знаходяться на завершальній стадії розробки, тому нагальним завданням є необхідність у підтриманні та нарощуванні видобутку вуглеводнів. Реалізація означених задач можлива в двох напрямках, а саме: введення в дію нових родовищ та інтенсифікація видобування вуглеводнів із вже діючого фонду експлуатаційних свердловин. Слід зазначити, що підтримання та інтенсифікація видобування вуглеводнів пов'язані з різного роду технологічними операціями у свердловині, які, зазвичай, виконуються з використанням рідин глушіння. Головною задачею рідин глушіння є попередження виникнення флюїдопрояву та збереження початкових фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивного колектору. Залежно від основного компоненту існують різного роду рідини глушіння, серед яких найбільшого поширення отримали рідини на основі полімерних структуротвірників або неорганічних солей [1]. Використання полімерних хімічних реагентів дозволяє отримати структуровані технологічні рідини з високими реологічними параметрами, однак більшість полімерів мають низьку термостабільність і стійкість до мікробіологічної деструкції, тому внаслідок термобаричних умов на вибої свердловини такі технологічні рідини швидко втрачають структуро-реологічні характеристики. Окрім того, внаслідок руйнування полімерних складників можливе забруднення продуктивних горизонтів та зменшення дебіту свердловини. Альтернативою зазначеним рідинам виступають технологічні рідини на основі неорганічних солей. Такі рідини мають або природне (пластові води відомої мінералізації), або

штучне походження (розсоли неорганічних солей відповідного компонентного складу та концентрації). Перевагами таких рідин є можливість широкої варіації їх густини, мінімальний вплив на набухання гірських порід і збереження початкових колекторських властивостей продуктивних горизонтів, низька температура замерзання та високі показники термостабільності. До недоліків слід віднести значно вищі витрати рідини глушіння через відсутність непроникного екрану (фільтраційної кірки) на стінках свердловини та поглинання розсолу поруватим простором продуктивних пластів [2]. Крім того, використання пластової води, як рідини глушіння, може провокувати виникнення мікробіологічної корозії, пов'язаної з наявністю сульфідних, тіонових та інших бактерій у пластовій воді залежно від її природи [3]. Тому, зазвичай, застосовують рідини глушіння штучного походження, які попередньо ретельно очищують від сторонніх механічних домішок – імовірних кольматантів продуктивного пласта [2].

З-поміж понад 300 газоконденсатних, газових і гетерофазних українських родовищ відомо кілька гігантів (Шебелинське, Західнохрестищенське, Єфремівське, Яблунівське) і ціла низка великих і середніх родовищ з високими дебітами й високоякісним газом. Більшість з них, охоплюючи й ті, що перебувають на термінальній стадії розробки, перспективні на виявлення нових покладів (переважно в глибших горизонтах, а також у суміжних пастках) і потребують дорозвідки. Іншим першочерговим напрямом реального і швидкого нарощування доведених (розвіданих) запасів є оптимізація режимів розробки для залучення до неї поряд зі звичайними ефективно-поровими колекторами так званих щільних колекторів з малопроникною матрицею. Приріст запасів вуглеводнів пов'язаний також із глибиною їх залягання (рис. 1), оскільки менш глибокі поклади уже розвідано та розроблено [4].

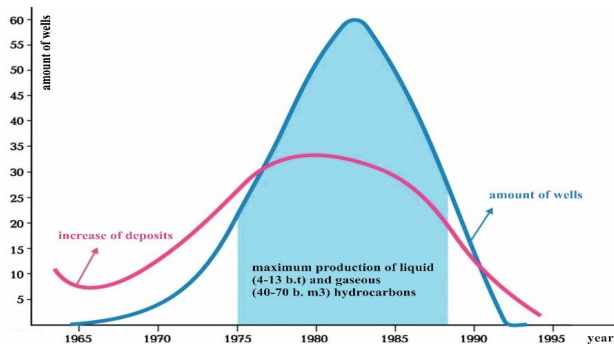


Рис. 1. Залежність між кількістю свердловин завглибшки понад 5 km і приростом запасів вуглеводнів в Україні.

Fig. 1. Dependence between the number of wells with a depth of more than 5 km and the growth of hydrocarbon reserves in Ukraine.

Більшість родовищ природних газів пристосована до пластових водонапірних систем і розробляється в умовах водонапірного режиму, який полягає в надходженні в газонасичені поклади підшовних чи крайових вод, у защемленні водою в пористому середовищі значних об'ємів газу та обводненні свердловин. В обводненій зоні залишається мікро і макрозащемлений газ. Мікрозащемлення газу відбувається через неповне витіснення газу водою через неоднорідну структуру порового простору. Залежно від фізиколітологічних характеристик продуктивних пластів коефіцієнт залишкової насиченості газом пористого середовища при витісненні газу водою може змінюватись від 0,1 до 0,5 [5, 6]. Макрозащемлення газу зумовлене нерівномірним просуванням пластової води. Через неоднорідну будову і нерівномірне дренавання газоносних покладів газоводяний контакт проходить вибірково по продуктивному розрізі і площі газоносності. Це призводить до передчасного обводнення видобувних свердловин і відтинання фронтом води окремих ділянок пласта з початковою газонасиченістю, які вода обійшла. Надходження у свердловини високомінералізованих пластових вод призводить також до інтенсифікації процесів корозії газопромислового обладнання та солевідкладень. Через мікро-і макрозащемлення газу водою в пористому середовищі та обводнення свердловин коефіцієнт газовилучення із родовищ при водонапірному режимі є порівняно низьким і становить в середньому 70–85%.

В умовах постійно зростаючої потреби у вуглеводневій сировині особлива увага приділяється максимальному вилучення продукції з продуктивних пластів, цьому сприяють методи інтенсифікації припливу вуглеводнів [5, 6].

Метод солянокислотної обробки (СКО) [3] розроблений для низькопористих гранулярних колекторів із карбонатним і карбонатно-глинистим цементом та тріщинуватих карбонатних колекторів із різним ступенем глинистості, включаючи колектори, що пластично

деформуються під час реакції з соляною кислотою. Метод СКО найбільш ефективний на початковій стадії розробки покладу внаслідок збільшення проникності привибійної зони як під час розчинення карбонатних складових колектору, так і очищення порового простору від забруднень, що утворилися у процесі буріння свердловин.

У процесі тривалої експлуатації внаслідок взаємодії із пластовою водою та буровим розчином проходить зношування елементів бурової колони, насамперед бурильних труб та їх різьбових з'єднань. Як показав аналіз відмов, основними їх причинами є корозійні ушкодження, корозійно-втомне руйнування та промиви (рис. 2). [7–11]. Також для обводнених свердловин значну небезпеку становить процес гідратуутворення, який інтенсифікує внутрішньотрубну корозію [12, 13], викликає підвищену локалізацію корозійних процесів [13, 14] та є однією з причин ерозійних ушкоджень промислових трубопроводів [15].

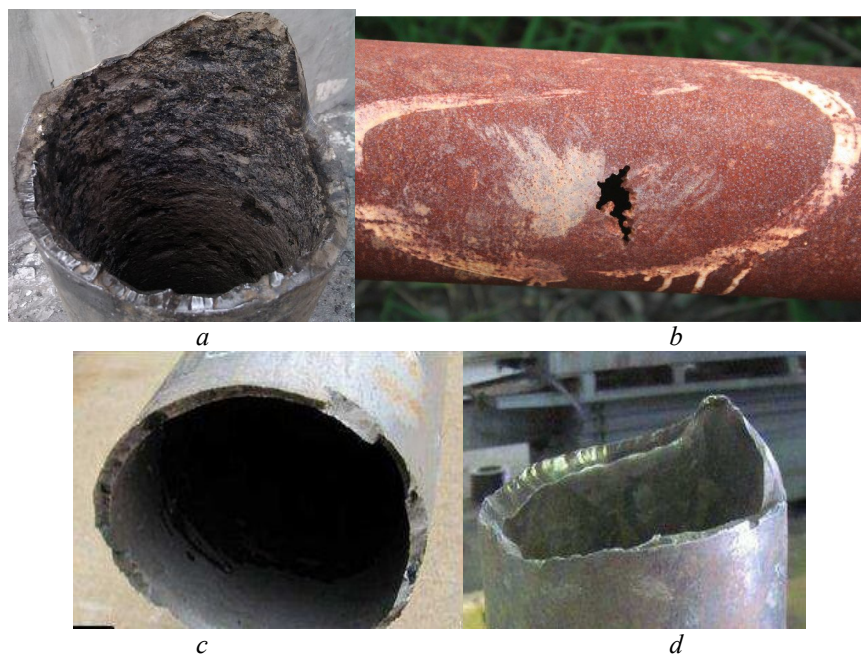


Рис. 2. Найпоширеніші пошкодження бурильних труб: внутрішня корозія (а), промиви (b), втомне та корозійно-втомне руйнування (c, d).

Fig. 2. The most common damages of drill pipes: internal corrosion (a), flushing (b), fatigue and corrosion-fatigue failure (c, d).

### МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Об'єктом дослідження вибрано бурові труби зі сталі марки G105 із товщиною стінки 9,19 mm, хімічний склад якої наведено у табл. 1. Лабораторією корозійно-механічної деградації матеріалів та конструкцій ІФНТУНГ за підтримки ТОВ «ГеосинтезІнженіринг» проведено фізико-хімічний аналіз двох зрізів рідини глушіння, вилученої з досліджуваних свердловин (табл. 2).

Таблиця 1. Хімічний склад бурової труби G105 (wt, %)  
Table 1. Chemical composition of G105 drill pipe (wt, %)

Component	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	V	Ti
G105(1)	0.26	0.13	1.49	0.013	0.012	0.33	0.30	0.029	0.005	0.010
G105(2)	0.28	0.24	1.22	0.018	0.005	0.24	0.27	0.022	0.008	0.009

За результатами хімічного аналізу встановлено, що основним корозивним компонентом в обох досліджуваних рідинах глушіння є розчинні хлориди, висока концентрація яких становитиме значну корозійну небезпеку для нафтогазового обладнання. Крім того, одна із досліджуваних рідин володіє досить низьким рівнем рН, що додатково підвищує ризики аварійних ситуацій.

У середовищі наданих зрізів промивальних рідин здійснено тест на корозійну активність. Дослідження проводились на металевих зрізах розміром 50x20x2 mm із сталі марки G-105, які занурювались в досліджувану рідину і витримувались в ній в спеціальних комірках протягом 3 days при температурі 150 °C.

Таблиця 2. Фізико-хімічні показники рідин глушіння  
Table 2. Physico-chemical parameters of the muffling fluids

Параметр	Показник	
	Рідина глушіння № 1	Рідина глушіння № 2
Густина, kg/m <sup>3</sup>	1090	1190
pH	7,22	3,57
Ca <sup>2+</sup> , mg/l	301	36230
Mg <sup>2+</sup> , mg/l	–	–
Cl <sup>-</sup> , mg/l	60922	154425
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , mg/l	–	1714
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , mg/l	376	223
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> , mg/l	4	–
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , mg/l	1436	2520

Загальна швидкість корозії розраховувалась за втратою маси металевого взірця за час досліду [3]:

$$K_t = \frac{8.76 \cdot 10^6 (m_1 - m_2)}{S \cdot t \cdot \rho}$$

де  $K_t$  – швидкість корозії при температурі  $t$  (°C), mm/year;  $m_1$  – маса взірця до тесту, g;  $m_2$  – маса взірця після тесту, g;  $S$  – початкова площа взірця, mm<sup>2</sup>;  $t$  – час, h.;  $\rho$  – густина матеріалу, g/cm<sup>3</sup>.

Швидкість пітингової корозії розраховувалась за формулою [3]:

$$K_p = \frac{h \cdot 365}{d}$$

де  $K_p$  – швидкість пітингової корозії при температурі  $t$  (°C), mm/year;  $h$  – глибина найбільшого пітингу, mm;  $d$  – тривалість експозиції, days.

### РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ЇХ ОБГОВОРЕННЯ

Візуальне обстеження внутрішньої поверхні пошкоджених бурильних труб показало значний рівень корозійних уражень із яскраво вираженою локалізацією. Така корозійна поведінка свідчить про високу агресивність досліджуваних рідин глушіння. Можна припустити, що корозійний чинник у даному випадку був основною причиною руйнування бурильної труби.

Наступним етапом досліджень було моделювання експлуатаційних умов та дослідження корозії зразків, вирізаних із стінки труби. Випробовування проводили за температури 150 °C у рідинах глушіння № 1 та № 2 (РГ1 та РГ2). Встановлено, що в середовищі рідини № 2 сталь марки G-105 піддається пітинговій корозії, швидкість якої становить 62,05 mm/year. В середовищі РГ1 ознаки пітингової корозії на металевих взірцях відсутні (табл. 3).

Таблиця 3. Результати дослідження корозійної активності рідин глушіння при температурі 150 °C  
Table 3. The results of the study of corrosion activity in conditions of deep temperature at a temperature 150 °C

Середовище	Маса взірця до тесту ( $m_1$ ), g	Маса взірця після тесту ( $m_2$ ), g	Швидкість загальної корозії за температури $t$ , mm/year	Швидкість пітингової корозії, mm/year
РГ1	15,2152	15,1860	0,199	Не спостерігається
РГ1 (повтор)	14,5219	14,4902	0,216	Не спостерігається
РГ2	15,0881	14,8572	1,58	62,5
РГ2 (повтор)	14,8235	14,5982	1,54	58,9

Аналіз характеру пошкоджень поверхні труб показав практично рівномірну корозію у РГ1, де незначна локалізація спостерігається лише вздовж текстурних слідів механообробки. Натомість, у РГ2 фіксуємо сильну пітингову корозію. Швидкість локальної корозії становить 58,9-62,5 mm/year, що значно скорочує ресурс труб.

Згідно діючих нормативних документів [15, 16], допустима залишкова товщина стінки повинна становити не менше 70% номінальної. Тоді для досліджуваних труб з товщиною стінки 9,19 mm у середовищі РГ2 ресурс складатиме 16,65 days. І це лише за умови дії самого корозійного чинника. Можемо зробити висновок, що використання труб марки G105 для розробки родовищ із кислими високомінералізованими пластовими водами є економічно недоцільним, однак при значеннях pH, близьких до нейтрального ці труби мають належний рівень опору корозії.

Відповідно до міжнародного стандарту NACE Standard RP0775-2005 [15] швидкість корозії у середовищі РГ1 при температурі 150°C можна класифікувати як високу (HIGH), а в РГ2 – як дуже високу (SEVERE). Такий рівень корозійної активності наведених вище промивальних рідин негативно впливає на довговічність обладнання та бурильного інструменту, що працює в умовах високих температур.

### ВИСНОВКИ

1. За результатами хімічного аналізу рідин глушіння встановлено, що основним корозивним компонентом є хлориди.

2. Корозійні випробовування показали значну корозійну активність обох рідин глушіння на рівнях «HIGH» та «SEVERE» за NACE Standard RP0775-2005.

3. У рідині глушіння № 2 внаслідок дії високої кислотності та концентрації хлоридів рівень локалізації корозійних процесів відповідає найвищому за шкалою NACE Standard RP0775-2005 «SEVERE». Така корозійна поведінка викликати значні корозійно-механічні пошкодження навантажених відповідальних елементів внаслідок концентрації напружень у місцях пітингу.

4. Швидкість пітингової корозії на металевих візрях бурильної труби 73,02 x 9,19 G-105 в середовищі рідини глушіння №2 становить 58,5 ... 62,05 mm/year. У відповідності до галузевого стандарту ГСТУ 320.02829777.002-95 «Інструкція по проведенню неруйнівного контролю нарізних труб нафтового сортаменту в процесі їх експлуатації», залишковий ресурс експлуатації бурильних труб в промивальній рідині № 2 становить 16,65 days, що свідчить про недоцільність використання труб марки G105 у кислих високомінералізованих рідинах глушіння.

### ЛІТЕРАТУРА

1. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.
2. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. – М.: КУБК-а, 1997. – 352 с.
3. Защита НКТ от микробиологической коррозии в скважинах месторождения Гюнешли / Р.Г. Велиева, Н.С. Гамидова, Н.А. Азимов, Г.Б. Ибрагимова, А.В. Ахмедова // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 7. – С. 112-115.
4. Лукін О.Ю., Пригаріна Т.М. Газовий потенціал надр України та шляхи його освоєння // Збірник наукових праць УкрДГПІ. – 2018. – № 1-2. – С. 78-89.
5. Kondrat, O.R., Hedzyk, N.M. Increasing natural gas production from tight terrigenous reservoirs // SOCAR Proceedings. – 2017. – № 4. – С. 42-51.
6. Kondrat O., Kondrat R.. Investigation of regularities of trapped gas recovery from watered macro heterogeneous gas fields // Progressive technologies of coal, coalbed methane, and ores mining. – 2014. – P. 303-310.
7. Kryzhaniv's'kyi E.I., Hoisan I.M., Student, O.Z. Specific features of the growth of fatigue cracks in 36G2S steel of drill pipes after the recovery heat treatment // Materials Science. – 2014. – Vol. 50(1). – P.92-97.
8. Kryzhanovskii E. I. Effect of cycle asymmetry on the corrosion fatigue resistance of joints in drilling pipes // Soviet Materials Science. – 1991. – Vol. 26(4). – P. 456-459.
9. Zamani S.M., Hassanzadeh-Tabrizi S.A., Sharifi H. Failure analysis of drill pipe: A review. Engineering Failure Analysis. – 2016. – Vol. 59. – P. 605-623.
10. Lu S., Feng Y., Luo F., Qin C., Wang X. Failure analysis of IEU drill pipe wash out // International Journal of Fatigue. – 2005. – Vol. 27(10-12). P.1360-1365.
11. Failure analysis of  $\varnothing$  127 mm IEU G105 drill pipe wash out / L. Fangpo, L. Yonggang, W. Xinhui, L. Caihong // Engineering Failure Analysis. – 2011. – Vol. 18(7). – P. 1867-1872.
12. Influence of hydrate formation and wall shear stress on the corrosion rate of industrial pipeline materials / L. Poberezhny, A. Hrytsanchuk, G.Hrytsuliak, L. Poberezhna, M. Kosmii // Koroze a Ochrana Materialu. – 2018. – Vol. 62(4). – P. 121-128.
13. Hydrate formation and its influence on natural gas pipeline internal corrosion / E.O. Obanijesu, V. Pareek, R. Gubner, M.O. Tade // Nafta. – 2011. – Vol. 62(5-6). – P.164-173.
14. Impact of gas hydrates and long-term operation on fatigue characteristics of pipeline steels / L. Poberezhny, P. Maruschak, A. Hrytsanchuk, L. Poberezhna, O. Prentkovskis, A. Stanetsky // Paper presented at the Procedia Engineering. – 2017. – Vol. 187. – P. 356-362.
15. Standard N. A. C. E. (2005). Preparation and Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oilfield Operations. NACE RP0775-2005, Houston, TX, NACE International Publication, Item, (21017).
16. ГСТУ 320.02829777.002-95. Інструкція по проведенню неруйнівного контролю нарізних труб нафтового сортаменту в процесі їх експлуатації. – Держнафтогазпром України, 1996.