

РОЗРАХУНКОВИЙ МЕТОД ОЦІНКИ БЕЗПЕЧНОГО ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО РЕСУРСУ МЕТАЛОКОНСТРУКЦІЙ НАФТОГАЗОВОГО ПРИЗНАЧЕННЯ

Безпечний ресурс трубопровідних конструкцій значною мірою залежить від корозійно-механічних властивостей трубних сталей, але існуючі науково-технічні і технологічні розробки з підвищення експлуатаційної надійності і довговічності трубопроводів виявляють протиріччя і невизначеність як у дослідників, так і спеціалістів-практиків; відсутність чіткої уяви про причини і чинники, які спонукають до відмови і руйнування металоконструкцій, а також науково обґрунтованих практичних рекомендацій стосовно оптимального вибору трубних сталей, експлуатованих в умовах хімічно агресивних середовищ при змінних температурно-баричних режимах виробництва, гальмує правильний вибір організаційно-технічних заходів з усунення корозійно-механічних ушкоджень та зниження несної здатності металоконструкцій. Це, в свою чергу, може призвести до важких технологічних і економіко-екологічних наслідків. У зв'язку з цим у теперішній час важливе значення мають розрахункові методи з використанням сучасних критеріїв оцінки надійності елементів складних конструкцій на базі механіки руйнування з використанням математичного апарату із залученням теорії ймовірності. В роботі наведено новий підхід щодо оцінки безпечного (робочого) ресурсу трубопровідних конструкцій нафтогазового призначення.

The safe life of pipeline structures greatly depends on the corrosion-mechanical properties of pipe steels, but the available scientific, technical and technological scientific works on improving the operational reliability and durability of pipelines reveal contradictions and uncertainty of both researchers and practitioners; the lack of clear understanding of reasons and factors prompting the failure and destruction of metal structures, as well as scientifically grounded practical recommendations concerning optimal choice of pipe steels used in chemically aggressive environments when changing temperature and pressure modes of production, hinders correct choice of organizational and technical measures to eliminate corrosion and mechanical damage, as well as reduction of metal structures' load-bearing capacity. This, in turn, can lead to severe technological, economical and environmental consequences. In this regard, the calculation methods using modern criteria for estimating the reliability of elements of complex structures based on fracture mechanics applying mathematical apparatus involving probability theory are now important. The paper introduces a new approach to the assessment of safe (working) life for oil and gas pipelines.

Ключові слова: трубопровід, корозія, ушкодження, надійність, ресурс, руйнування, несна здатність.

Актуальність теми та формулювання проблематики. Паливно-енергетичний комплекс України є основою розвитку економіки і суттєво впливає на зростання науково-технічного прогресу, інтенсифікацію промислових процесів, підвищення і удосконалення їх технологічного рівня, а також у багатьох випадках визначає темпи росту національного добробуту країни. Незважаючи на зниження обсягів добування нафти через економічні труднощі перехідного періоду в нашій країні і коливання цін на світовому ринку, основна частина транспортних систем з перекачування і зберігання нафти і нафтопродуктів продовжує активно експлуатуватися.

Проблема забезпечення потрібної експлуатаційної надійності нафтопромислового обладнання та інженерних металоконструкцій з кожним роком набуває все більшої актуальності у зв'язку з випереджаючою тенденцією до старіння обладнання в порівнянні з темпами технічного переозброєння нафтогазової галузі України. Тому однією з першочергових завдань у складних умовах, коли оновлення фізично і морально застарілих основних фондів через фінансові труднощі відбувається в обмежених обсягах, є зберігання і подовження терміну служби нафтопромислових систем шляхом застосування ефективних методів і способів збільшення міжремонтних циклів.



В.Д. Макаренко
професор Навчально-наукового інституту «Нафти і газу» Національного технічного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», д.т.н., професор



Ю.Л. Винников
директор Навчально-наукового інституту «Нафти і газу» Національного технічного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», д.т.н., професор



Ю.В. Макаренко
бакалавр університету Манітоба (Канада)

Безпечний ресурс трубопровідних конструкцій значною мірою залежить від корозійно-механічних властивостей трубних сталей, але існуючі науково-технічні і технологічні розробки щодо підвищення експлуатаційної надійності і довговічності трубопроводів виявляють проти-

річчя і невизначеність як у дослідників, так і спеціалістів-практиків, відсутність чіткої уяви про причини і чинники, які визивають відмови і руйнування металоконструкцій, а також науково обґрунтованих практичних рекомендацій стосовно оптимального вибору трубних сталей, що експлуатуються в умовах хімічно агресивних середовищ при змінних температурно-баричних режимах виробництва [1–23]. Це, в свою чергу, не дає можливості розробити ефективні організаційно-технічні заходи щодо попередження відмов і аварійних руйнувань трубопроводів, які можуть призвести до важких технологічних і економіко-екологічних наслідків.

Зазначена проблема поглиблюється відсутністю науково обґрунтованих концепцій технічної діагностики і методів визначення робочого (безаварійного) ресурсу і недостатньою ефективністю традиційних методів і засобів неруйнівного контролю. У зв'язку з цим у теперішній час важливе значення мають розрахункові методи з використанням сучасних критеріїв оцінки надійності елементів складних конструкцій на базі механіки руйнування з використанням математичного апарату із залученням теорії ймовірності [1, 6, 8].

Тому ціллю даної роботи було дослідження і розроблення методу інженерної оцінки безпечного експлуатаційного ресурсу нафтопромислових трубопровідних конструкцій.

Методика дослідження та алгоритм.

1. Методика збору і обробки інформації про технічний стан об'єкта досліджень. Відомо, що технічний стан і експлуатаційний безаварійний залишковий ресурс трубопроводів визначається механічними напруженнями в стінці труби [4, 6, 8–10, 13–15]. Під час експлуатації на трубопровід впливають наступні чинники:

- внутрішній тиск, який здійснює продукт, що транспортується;
- пружний згин (викривлення трубопроводу) у вертикальній і горизонтальній площинах;
- температурний вплив.

Внутрішній тиск викликає в стінці труби кільцеві (колові) і поздовжні напруження, які визначаються наступними формулами Лапласа:

- кільцеві напруження

$$\sigma_{\text{кц}} = [n \cdot P (D - 2 \tau)] / 2 \tau,$$

де P – внутрішній тиск у трубопроводі в процесі ремонту, Па; τ – товщина стінки труби (фактич-

на), м; D – зовнішній діаметр труби, м; n – коефіцієнт надійності з навантаження – внутрішнього робочого тиску в трубопроводі;

- поздовжні напруження

$$\sigma_{\text{пр}} = \sigma_{\text{кц}} - E (T_{\text{г}} - T_{\text{р}}) =$$

$$= [n P (D - 2 \tau) / 2 \tau] - E (T_{\text{г}} - T_{\text{р}}),$$

де $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ 1/град – коефіцієнт температурного розширення сталі; $E = 206 \cdot 10^9$ Па – модуль поздовжньої пружності сталі; $T_{\text{г}}$ – температура ґрунту при укладанні (при будівництві); $T_{\text{р}}$ – температура ґрунту при ремонтних роботах, $\mu = 0,3$ – коефіцієнт поперечної деформації.

У процесі нормальної експлуатації трубопроводу (а також під час ремонтних робіт) сумарні напруження не повинні перевищувати допустимі напруження $\sigma_{\text{доп}} = [\sigma]$, визначені з урахуванням параметрів фактичного технічного стану трубопроводу, включаючи механічні властивості сталі, термін експлуатації, рівень дефектності, категорію безпеки, коефієнти надійності.

Допустимі напруження стінки труби визначаються згідно з вимогами СНиП 2.05.06-85* та інших нормативних документів [5, 11, 18, 19].

У розрахунках допустимих напружень використовується розрахункова опірність металу розтягуванню (стиску) R_1 і R_2 :

$$R_1 = (\sigma_{\text{в}} m) / (k_1 k_{\text{н}}), R_2 = (\sigma_{\text{п}} m) / (k_2 k_{\text{н}}),$$

де $\sigma_{\text{в}}$ – мінімальне значення межі міцності; $\sigma_{\text{п}}$ – мінімальне значення межі плинності; m – коефіцієнт умов роботи; k_1 і k_2 – коефіцієнти надійності матеріалу; $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності з призначення трубопроводу.

Значення $\sigma_{\text{п}}$ і $\sigma_{\text{в}}$ для нових труб визначаються за сертифікатами для довготривало експлуатованих трубопроводів – експериментально чи розрахунком з урахуванням ефекту старіння металу труб і зварювальних швів.

Для виконання оцінювальних розрахунків приймають такі значення перерахованих коефіцієнтів, які відповідають найбільшому запасу міцності.

Значення коефіцієнта m залежить від категорії ділянки і визначається за таблицею 1 СНиП 2.05.06-85*. Найменше значення $m = 0,75$ для обстежуваних трубопроводів категорії I і II.

Коефіцієнт k_1 залежить від особливостей технології виготовлення труб і визначається за таблицею 9 СНиП 2.05.06-85*. Найбільше значення $k_1 = 1,55$.

Коефіцієнт k_2 залежить від особливостей технології виготовлення труб і відношення $\sigma_{\text{п}} / \sigma_{\text{в}}$, визначається за таблицею 10 СНиП 2.05.06-85*. Найбільше значення $k_2 = 1,15$. Коефіцієнт $k_{\text{н}}$ залежить від діаметра трубопроводу, визначається за таблицею 11 СНиП 2.05.06-85*. Для трубопроводів з тиском до 5,5 МПа найбільше значення $k_{\text{н}} = 1,0$.

Допустимі напруження визначаються наступними умовами. **Перша.** Кільцеве напруження $\sigma_{\text{кц}}$ повинно бути не більше допустимого значення $[\sigma_{\text{кц}}]_1$:

$$\sigma_{\text{кц}} [\sigma_{\text{кц}}]_1 = R_1 / n_p,$$

де n_p – коефіцієнт надійності по внутрішньому тиску в трубопроводі, найбільше значення $n_p = 1,15$; $\sigma_{\text{кц}}$ – коефіцієнт, що враховує двохосний напружений стан стінки трубопроводу, який визначається за формулою

$$\sigma_{\text{кц}} = \sqrt{1 + 0,75 \sigma_{\text{пр}}^2} \cdot 0,5,$$

де $\sigma_{\text{пр}}$ – коефіцієнт двохосності напруженого стану визначається наступним чином: $\sigma_{\text{пр}} = 0$ для розтягувальних поздовжніх напружень, $\sigma_{\text{пр}} = R_1 \cdot [\sigma_{\text{пр}}]_1$ – для стискальних поздовжніх напружень.

Друга умова. Поздовжнє напруження $\sigma_{\text{пр}}$ за абсолютною величиною не повинно перевищувати допустимого значення $[\sigma_{\text{пр}}]_2$, що визначається за формулою

$$\sigma_{\text{пр}} [\sigma_{\text{пр}}]_2 = R_1 \cdot \sigma_{\text{кц}},$$

де $\sigma_{\text{кц}}$ – коефіцієнт, що враховує двохосний напружений стан стінки трубопроводу і визначається за формулою

$$\sigma_{\text{кц}} = \sqrt{1 + 0,75 \sigma_{\text{пр}}^2} \cdot 0,5,$$

де $\sigma_{\text{пр}}$ – коефіцієнт двохосності напруженого стану, що визначається наступним чином: $\sigma_{\text{пр}} = 0$ – для розтягувальних поздовжніх напружень, $\sigma_{\text{пр}} = 1,15 [\sigma_{\text{кц}}] / R_1$ – для стискальних поздовжніх напружень.

Третя умова. Сумарне поздовжнє напруження $\sigma_{\text{пр}}$ за абсолютною величиною не повинно перевищувати допустимого значення $[\sigma_{\text{пр}}]_3$, що визначається за формулою

$$\sigma_{\text{пр}} [\sigma_{\text{пр}}]_3 = \sigma_{\text{кц}} \cdot S,$$

де $S = \sigma_{\text{п}} \cdot m / 0,9 k_{\text{н}}$; коефіцієнти m і $k_{\text{н}}$ визначені вище; $\sigma_{\text{кц}}$ – коефіцієнт, що враховує двохосний напружений стан стінки трубопроводу та визначається за формулою

$$\sigma_{\text{кц}} = \sqrt{1 + 0,75 \sigma_{\text{пр}}^2} \cdot 0,5,$$

де $\sigma_{\text{пр}}$ – коефіцієнт двохосності напруженого стану, що визначається наступним чином: $\sigma_{\text{пр}} = 0$ – для розтягувальних сумарних поздовжніх напружень; $\sigma_{\text{пр}} = \sigma_{\text{кц}} / S$ – для стискальних поздовжніх напружень.

Четверта умова. Кільцеве напруження $\sigma_{\text{кц}}$ не повинно перевищувати допустимого значення $[\sigma_{\text{кц}}]$, що визначається за формулою

$$\sigma_{\text{кц}} [\sigma_{\text{кц}}]_4 = S.$$

Значення S визначено вище.

П'ята умова. Сумарне поздовжнє напруження $\sigma_{\text{пр}}$ не повинно перевищувати за абсолютним значенням 0,7 від межі пластичності металу:

$$\sigma_{\text{пр}} [\sigma_{\text{пр}}]_5 = 0,7 \sigma_{\text{п}}.$$

2. Дефектність і старіння металу. Коли на стінці трубопроводу виявлені дефекти, то за спеціальними методиками [2, 4, 8] необхідно визначити коефіцієнти послаблення стінки труби в кільцевому і поздовжньому напрямках $\sigma_{\text{кц}}$ і $\sigma_{\text{пр}}$.

Старіння металу труб при довготривалій експлуатації трубопроводу враховується введенням коефіцієнта деформаційного старіння K_S , що визначається за формулою

$$K_S = 1 + 0,025 C_{\text{екв}} \cdot t,$$

де t – термін експлуатації трубопроводу (роки); $C_{\text{екв}}$ – вуглецевий еквівалент металу, виражений у відсотках.

3. Граничні значення кільцевих і поздовжніх напружень повинні бути знижені з урахуванням коефіцієнтів $\sigma_{\text{кц}}$, $\sigma_{\text{пр}}$, K_S наступним чином:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{\sigma_{\text{кц}}}{K_S} [\sigma_{\text{кц}}]_1 = \frac{\sigma_{\text{кц}}}{K_S} \frac{R_1}{n_p} \quad 1;$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{\sigma_{\text{пр}}}{K_S} [\sigma_{\text{пр}}]_2 = \frac{\sigma_{\text{пр}}}{K_S} R_1 \quad 2;$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{\sigma_{\text{пр}}}{K_S} [\sigma_{\text{пр}}]_3 = \frac{\sigma_{\text{пр}}}{K_S} \sigma_{\text{кц}} S;$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{\sigma_{\text{кц}}}{K_S} [\sigma_{\text{кц}}]_4 = \frac{\sigma_{\text{кц}}}{K_S} S;$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{\sigma_{\text{пр}}}{K_S} [\sigma_{\text{пр}}]_5 = \frac{\sigma_{\text{пр}}}{K_S} 0,7 \sigma_{\text{п}}.$$

4. Алгоритм розрахунку. Розрахунок прогнозу інженерної оцінки залишкового (робочого) ресурсу з урахуванням деформаційного старіння металу проводиться в наступній послідовності:

а) оцінюється стан трубопроводу, для чого виконують наступні операції:

- діагностуються дефекти і товщина стінки трубопроводу;
- вимірюються технічні зміни НДС трубопроводу;

б) створюється розрахункова модель;

в) розраховується залишковий ресурс.

Для визначення допустимого внутрішнього тиску використовується спеціальна комп'ютерна програма. Алгоритм рішення складається з наступних етапів:

1. Ввести вихідні дані:

D – діаметр труби, м; δ – товщина стінки труби, м; $\sigma_{\text{пл}}$ – межа плинності металу, Па; $\sigma_{\text{в}}$ – межа міцності металу, Па; $E = 206 \cdot 10^9$ Па – модуль пружності металу труби; $\nu = 0,3$ – коефіцієнт Пуассона; $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ 1/град – коефіцієнт теплового розширення металу; $T_{\text{г}}$ – температура укладання трубопроводу, град; $T_{\text{р}}$ – температура експлуатації чи ремонту, град; m – коефіцієнт умов роботи; k_1 і k_2 – коефіцієнт надійності по матеріалу; $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності з призначення трубопроводу; P_0 і P – початковий внутрішній тиск і задана точність визначення тиску, Па; n – коефіцієнт надійності з навантаження – внутрішній робочий тиск у трубопроводі; $k_{\text{кц}}$ і $k_{\text{пр}}$ – коефіцієнти послаблення труби від дефекту в кільцевому і поздовжньому напрямках; t – термін експлуатації трубопроводу.

2. Визначити розрахункову опірність металу розтягуванню (стиску) R_1 і R_2 (формули див. вище).

3. Розрахувати кільцеві і поздовжні напруження від дії першої групи сил – внутрішнього тиску і температурного впливу

$$k_{\text{кц}}(1) = [nP(D - 2\delta)] / 2\delta;$$

$$k_{\text{пр}}(1) = k_{\text{кц}}(1) - E(\alpha(T_{\text{г}} - T_{\text{р}})).$$

4. Вирахувати сумарне кільцеве напруження $k_{\text{кц}} = k_{\text{кц}}(1)$.

5. Вирахувати $k_{\text{пр}}(2)$ і $k_{\text{пр}}(3)$ – напруження від згину у вертикальних і горизонтальних напрямках.

6. Визначити з урахуванням знаків мінімальне і максимальне значення поздовжніх напружень за формулами:

$$\min k_{\text{пр}} = k_{\text{пр}}(1) - \sqrt{(k_{\text{пр}}(2))^2 + (k_{\text{пр}}(3))^2};$$

$$\max k_{\text{пр}} = k_{\text{пр}}(1) + \sqrt{(k_{\text{пр}}(2))^2 + (k_{\text{пр}}(3))^2}.$$

7. Визначити допоміжні величини i_1 за формулами:

$$= 0, \text{ коли } k_{\text{пр}} \geq 0;$$

$$= -(\min k_{\text{пр}})/R_1, \text{ коли } \min k_{\text{пр}} < 0;$$

$$i_1 = \sqrt{1 - 0,75^2} - 0,5.$$

8. Визначити допоміжні величини i_2 за формулами, причому $i_2 = 0$, коли $k_{\text{пр}} \geq 0$:

$$= 1,15 k_{\text{кц}}/R_1, \text{ коли } k_{\text{пр}} < 0;$$

$$i_2 = \sqrt{1 - 0,75^2} - 0,5.$$

9. Визначити допоміжні величини S , i_3 за формулами:

$$S = (k_{\text{т}} \cdot m) / 0,9 k_{\text{н}}; \quad S = 0, \text{ коли } k_{\text{пр}} \geq 0;$$

$$= k_{\text{кц}}/S, \text{ коли } k_{\text{пр}} < 0;$$

$$i_3 = \sqrt{1 - 0,75^2} - 0,5.$$

10. Визначити коефіцієнти послаблення від дефектів і коефіцієнт старіння металу $k_{\text{с}}$.

11. Перевірити умови міцності і стійкості (п'ять умов приведені вище).

12. Коли всі умови міцності і стійкості виконуються, то слід збільшити випробувальний тиск на P і повторити всі розрахунки (3–10).

13. Коли хоча б одна умова не задовольняється, то за рішення величини P прийняти значення тиску на попередньому циклі алгоритму.

Схема розрахунку прогностної інженерної оцінки залишкового (робочого) ресурсу з урахуванням деформаційного стану металу трубопроводних конструкцій приведена на рисунку.

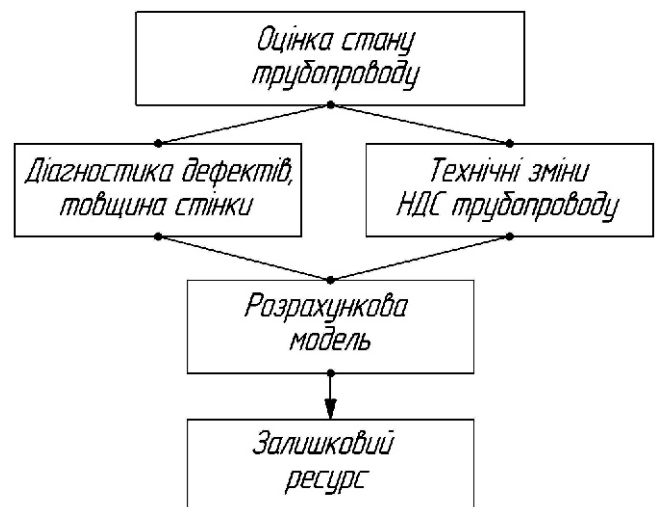


Схема розрахунку залишкового ресурсу трубопроводу

**Результати розрахунків допустимого внутрішнього робочого тиску
при експлуатації трубопроводів ВАТ «Укрнафта»**

Марка сталі	Діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Межа плинності, МПа	Межа міцності, МПа	Коефіцієнт послаблення від старіння	Допустимий внутрішній тиск, МПа
17ГС	530	7,2	372,4	509,6	0,787	4,97
Ст10	426	8,3	205,8	392,0	0,787	5,48
Ст20	426	8,3	345,0	455,7	0,787	6,46
17Г1СУ	508	9,8	310,7	519,4	0,781	7,28
14ХГС	529	9,0	338,1	509,6	0,781	6,22
10Г2С1	529	9,0	372,4	519,4	0,781	6,34
09Г2С	529	12,0	294,0	346,9	0,781	6,54
Старий нафтопровід (> 40 років експлуатації)						
Ст10	508	8,1	310,6	519,4	0,641	4,87

Системний аналіз статистичних даних про відмови трубопроводів за довготривалий термін експлуатації показує, що в цілому металоконструкції перебувають у стані, що відповідає вимогам конструкторсько-технічної і технологічної документації до таких об'єктів. Однак, на багатьох із них спостерігається режим інтенсивного корозійно-механічного зношення окремих ділянок металевих конструкцій. Тому потрібно своєчасно проводити технічну діагностику і планово-попереджувальний контроль і ремонт.

У таблиці, як приклад, наведені результати розрахунків допустимого внутрішнього тиску ділянок трьох обстежених трубопроводів із урахуванням їх характеристик. Розрахунки виконані при коефіцієнтах послаблення і старіння $\text{пр}/K_S$, які відповідають термінам експлуатації трубопроводів та їх дефектності.

Розрахунки показують, що найменшу міцність має старий трубопровід, який експлуатується на об'єктах НГДУ «Надвірнанафта» ВАТ «Укрнафта», для якого допустимим внутрішнім тиском є 4,87 МПа.

При оцінюванні можливості подовження терміну експлуатації обстежених трубопроводів

з тиском середовища до 4 МПа порівняння проводили з даними технічних вимог, викладених у СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» та інших нормативних та науково-технічних документах.

Висновки.

1. Розроблена методика розрахунку безпечного ресурсу трубопровідних систем може використовуватися для оцінки доцільності проведення як капітальних ремонтів, так і розроблення конструкторсько-технологічних рішень з ціллю подовження експлуатаційного ресурсу трубопроводів та іншого обладнання нафтогазового призначення.

2. Розроблений алгоритм розрахунку залишкового (робочого) ресурсу промислових трубопроводів з урахуванням тріщиноустійкості металу, в основу якого покладені сучасні критерії механіки руйнування і програми математичного моделювання корозійно-втомних руйнувань сталевих трубопроводів, що працюють під тиском і довготривало контактують із корозійно-активними середовищами в умовах великих перепадів температур (+40 °С...–30 °С).

- [1] Макаренко В.Д. Надежность нефтегазовых систем. – Челябинск, ЦНТИ, 2006.
- [2] Бородавкин П.П. Подземные трубопроводы Проектирование и строительство. – М.: «Недра», 1992.
- [3] Лютяк В.П., Бойчук І.Я. Експлуатаційна надійність нафтопроводів в умовах НГДУ «Надвірнанафтогаз»//Нафтова і газова промисловість, 2002. – № 2. – С. 38–40.
- [4] Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Журавлев Г.В. и др. Трещиностойкость металла труб нефтепроводов. – Москва, ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.

- [5] СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. – М.: Стройиздат, 1985.
- [6] Макаренко В.Д., Палий Р.В., Галиченко Е.Н. и др. Физико-механические основы сероводородного коррозионного разрушения промысловых трубопроводов. – Челябинск, ЦНТИ, 2002.
- [7] Палий Р.В. Системно-технологические методы управления безопасностью промысловых трубопроводов. – Челябинск, ЦНТИ, 2002.
- [8] Похмурский В.И. Коррозионная усталость металлов, – Киев, Наукова думка, 1982.

- [9] Радкевич О.І., Чумало Г.В. Пошкодження металу промислових трубопроводів у сірководневому середовищі // Фіз.-хім. механіка матеріалів, 2003. – № 4. – С. 112–114.
- [10] Макаренко В.Д., Палий Р.В., Мухин М.Ю. Технологические основы обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.
- [11] СНиП II-23-81*. Стальные конструкции. – М.: ФГУП ЦПП, 1981.
- [12] Honeycomb R. (1968) The plastic deformation of metals. Edward Arnold. Москва. Мир.
- [13] Maas W.B. (1981) Metalloberfäche. Schw. u.Schn. V. 35. 5. 382–391.
- [14] Little B., Wanner P., Mansfeld F. (1991) Intern. Mater. V 36. 6. 253–262.
- [15] Migel R., Ruge V. (2011) Hydrogen as alloy element. Schw. u. schn. 7. 250–252.
- [16] Marvin C.W. (2012) Determining the strength of Corroded Pipe. Materials propection and Perfomance. 11. 38–40.
- [17] Vasilkovsky O., Rivard A. (2013) The effect of hydrogen sulfide in gruide oil on fatigue cckack growth in pipe line steel. Corrosion. V.38. 1. 19–22.
- [18] ДБН В.1.2-2.2006. Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів, – 2006.
- [19] NACE Standard TM-01-77(90). (2009) Standard Test Method NASE. Houston. P.O.BOX 218340.
- [20] Makarenko V.D., Muravjev K.A., Kalyanov A.I. (2006) Special features of manual ars welding of root joints in nonrotating welds in pipelines in Westem Siberia. Welding International. 10 (5). 64–71.
- [21] Makarenko V.D., Shatilo S.P., Astafev V.I. (1998). Methods of increasing the corrosion resistance of oil pipelines. Welding Internationa. 12. 34–39.
- [22] Makarenko V.D., Shatilo S.P. (1999) Increasing desulphurisation of the metal of welded joints in oil pipelines. Welding International. 12. 56–61.
- [23] Makarenko V.D., Beljaev V.A., Protasov V.N., Shatilo S.P. (2000) Mathematical model of the mechanism of resistance of welded joints in oil and gas pipelines to static hydrogen fatigue. Welding International. 4. 83–88.

Надійшла 16.11.2020 р.

Інформація

В Українському центрі сталевих будівництва відбувся Національний архітектурний студентський конкурс STEEL FREEDOM – 2020

Учасники конкурсу – студенти архітектурно-будівельних спеціальностей, отримали змогу представити свої найсміливіші ідеї в проектах із застосуванням сталевих конструкцій.

Організатором конкурсу виступила Асоціація Український центр сталевих будівництва. Генеральний партнер – Група Метінвест. Офіційні партнери – GREENCOAT, SSAB, Tekla Structures, SketchUp, Metipol, ЛІРА-САПР, RAUTA, PROTAN, CKS, GRAPHISOFT CENTER UKRAINE, за підтримки EASA UKRAINE, in.Lab.School, Національної спілки архітекторів України. Аудитором у фіналі конкурсу стала компанія Baker Tilly.

Згідно з умовами конкурсу 2020 року
журі присудило:

✓ У категорії 1

«Створення проєкту стадіону в м. Маріуполі (замовник проєкту Маріупільська міська рада)»

1-е місце – студентам Київського національного університету будівництва та архітектури;

2-е місце – студентам Національного університету «Полтавська політехніка ім. Ю. Кондратюка»;

3-тє місце – студентам Київського національного університету будівництва та архітектури.

✓ У категорії 2

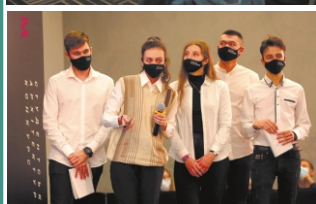
«Створення проєкту багатофункціонального спортивно-навчального комплексу

в м. Івано-Франківську» (Девелопер проєкту DC Evolution)

1-е місце – присуджено студентам Національного університету «Львівська політехніка»;

2-е місце – посів творчий колектив студентів Київського національного університету будівництва та архітектури та Одеської державної академії будівництва та архітектури;

3-тє місце – присуджено студентам Київського національного університету будівництва та архітектури.



Групи студентів, які посіли 1-е, 2-е та 3-тє місця в кожній із заявлених категорій, відзначені дипломами та грошовими сертифікатами.

Рішенням генерального партнера конкурсу група студентів Київського національного університету будівництва та архітектури та їх куратор за надання найкращих архітектурних рішень із застосуванням сталевих конструкцій візьмуть участь у роботі ЕКСПО-2020, що у м. Дубай.