

© **О.С. Тараєвський**
канд. техн. наук
ІФНТУНГ

Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами

УДК 622.692.4

Представлено результати експериментальних досліджень та проаналізовано вплив тривалого терміну експлуатації магістральних газопроводів, а також природних концентраторів напружень на фізико-механічні властивості зварних з'єднань сталі 17ГІС. Розроблено методику та встановлено закономірності руйнування матеріалу зварних з'єднань газопроводів під час статичного і низькочастотного навантаження, а також впливу концентраторів напружень у ході тривалої експлуатації. Розглянуто деякі аспекти механізму руйнування зварних з'єднань трубопроводів.

Ключові слова: корозія, пошкодження, труби, зварний шов, робочий тиск, гідравлічні випробування.

Представлены результаты экспериментальных исследований и проанализировано влияние длительного срока эксплуатации магистральных газопроводов, а также природных концентраторов напряжений на физико-механические свойства сварных соединений стали 17ГІС. Разработана методика и установлены закономерности разрушения материала сварных соединений газопроводов при статической и низкочастотной нагрузке, а также концентраторов напряжений в ходе длительной эксплуатации. Рассмотрены некоторые аспекты механизма разрушения сварных соединений трубопроводов.

Ключевые слова: коррозия, повреждение, трубы, сварной шов, рабочее давление, гидравлические испытания.

The paper shows the results of experimental studies and the analysis of the impact of long service life of the main gas pipelines, as well as of natural concentrators of stresses on the physical and mechanical properties of welded joints of steel 17GІS. A methodology was developed and patterns of gas pipeline welded joint material failure at static and low-frequency loads were established, as well as impact of stress concentrators during prolonged use. Some aspects of the mechanism of pipeline welded joint failure are considered.

Key words: corrosion, damage, pipes, welding joint, working pressure, hydraulics tests.

Проблема забезпечення високої експлуатаційної надійності магістральних трубопроводів (МТ) має важливе значення для народного господарства України, оскільки значна їх частина експлуатується протягом тривалого часу і вже вичерпала свій нормативний ресурс. Стабільна робота і висока економічна ефективність МТ передусім залежать від його технічного стану. Під час оцінки технічного стану трубопроводу важливу роль відіграє достовірне визначення напружено-деформованого стану (НДС) його лінійної частини як одного з основних факторів, від якого залежить рівень експлуатаційної надійності споруди. Інакше трубопроводи можуть опинитися в аварійній ситуації.

З аналізу причин аварій МТ встановлено, що відмови їх роботи пов'язані з розривами металу загалом або по кільцевих стикових швах.

Понад 50 % конструкцій руйнуються унаслідок корозійних пошкоджень, 37 % аварій викликані незадовільною якістю металу, його недостатньою пластичністю, ударною в'язкістю, неякісними лініями сплавлення, заводських швів тощо.

Детальний аналіз причин аварій у багатьох випадках допоміг встановити безпосередній зв'язок джерела зародження руйнування з будь-яким, нехай і малопомітним, дефектом металургійного, виробничого, будівельно-монтажного або експлуатаційного характеру. Цей дефект є концентратором напружень на внутрішніх і зовнішніх поверхнях труби. Заводські дефекти проявляються у вигляді вад металу труби, неметалічні включення – у вигляді

сульфідних смужок, раковин, неповного зняття залишкових напружень зварного шва, дефектів механічного пошкодження внутрішньої поверхні труби. Під час монтажу трубопроводів і транспортування труб до місця призначення часто виникають механічні пошкодження у вигляді вм'ятин, забоїн, рисок, а також дефектів поперечних стикових швів, зокрема непроварів тощо.

Для виявлення впливу робочого корозійного середовища на міцність і витривалість трубної сталі необхідно дати характеристику корозійному середовищу. Взаємодія середовища і металу буде залежати від:

- хімічного складу і його окремих компонентів;
- пластичної і пружної деформації;
- стану поверхні.

Потрібно розрізняти три можливі випадки протікання наводнення металу:

- наводнення металу з недеформованою решіткою;
- наводнення металу з деформованою решіткою (процеси холодного деформування металу);
- наводнення в процесі деформування металу.

Структурний стан сталі та її деформування суттєво впливають як на електрохімічні корозійні процеси, так і на дифузійні процеси, і чим більша нестабільність фаз, тим вища її чутливість до корозії.

Підвищення ефективності ГТС – важлива проблема, яка потребує розв'язання. Процес проектування та експлуатації таких ГТС має ряд специфічних особливостей. Невідповідність в об'ємах поставки газу і його споживання

Таблиця 1

Об'єкти випробувань та їх основні характеристики

Номер труби	Днхб, мм марка сталі	Термін експлуатації до вирізки, років	Причина вирізки за типом дефекту	Розміри максимального дефекту, мм	Граничний тиск (МПа), характер руйнувань
1	1220×12, 17Г1С	13	корозія по ВТД	1100×520×2,8	9,2, стан текучості
2	1220×14,5, 17Г1С	13	корозія по ВТД	3000×3,5	12,0, в'язке
3	1220×12, 17Г1С	17	аварія, КРН	загальна корозія 800×0,5	9,8, в'язке
4	1220×12, 17ПСУ	6	корозія по ВТД	загальна корозія 800×4,4	11,0, в'язке
5	1020×9; 17Г1С, термозміцнена	18	корозія по ВТД	виразкова корозія 900×4,4	8,0, в'язке
6	1020×9; 17Г1С, термозміцнена	18	корозія по ВТД	виразкова корозія 300×3,0	10,5, в'язке
7	1220×10,5; 17Г2СФ, термозміцнена	23	аварія, структурні дефекти металу	каверни завглибшки до 2,5	11,3, в'язке
8	1220×12,5, 17ГС	30	ділянка МГ, яка спливла на болоті	гофри, вм'ятини 1220×800×109, виразки до 2,0	11,0, в'язке

призводить до нестаціонарності газових потоків, що в поєднанні зі складною технологічною схемою газопроводів та пересіченим профілем траси утруднює прогнозування режимів роботи та керування ними. Науково обгрунтоване визначення планових завдань подачі газу в умовах нестаціонарності полягає в тому, що потрібно мати достовірну інформацію про добову, сезонну та інші види нерівномірності споживання газу.

На сьогодні формуються два основні напрями прогнозування:

- перспективний (визначення нерівномірності споживання газу в задачах проектування та розвитку систем газопостачання);
- оперативний (побудова та аналіз графіків споживання для керування режимами в реальних системах транспортування газу).

Вважається, що промислові споживачі газу рівномірно споживають газ протягом доби. Це твердження не завжди істинне, оскільки кількість спожитого газу як пального в промисловості залежить від багатьох факторів, наприклад нерівномірності надходження сировини, вимог технологічного процесу до якості продукції тощо. Тому для промислових споживачів газу також існує добова нерівномірність газоспоживання, що може суттєво відрізнятись від нерівномірності споживання газу побутовими споживачами, яка визначається в основному укладом життя та пов'язаним із цим характером енергоспоживання. Буферні споживачі можуть використовувати різні види енергоносіїв (у т.ч. і природний газ), їх використання у регіоні призводить до згладжування нерівномірності газоспоживання.

Коливання робочого тиску в газопроводах ГТС протягом доби залежать від характеру споживання конкретного регіону, що має певну кількість споживачів газу. Від кількості споживачів і характеру споживання газу ними протягом доби залежить коливання витрати в газотранспортній системі, яке в свою чергу викликає коливання тиску. За характером газоспоживання споживачів поділяють на три групи: промислові споживачі газу, побутові споживачі та буферні. Однак цей розподіл має досить умовний характер.

Для оперативного диспетчерського керування передусім має значення облік коливання газоспоживання упро-

довж доби. Для проведення таких досліджень важливо встановити причину виникнення нестаціонарного процесу, яка в більшості випадків визначає характер його протікання. Усі причини виникнення нестаціонарних процесів можна розділити на постійно діючі та імпульсні.

Крім того, різке збільшення або зменшення забору газу споживачами призводить до неусталеності його течії по трубопроводу, причому неусталені процеси внаслідок зміни густини газу можуть тривати протягом годин чи навіть діб. До аналогічних наслідків призводить зменшення або збільшення підкачки газу, раптове включення або відключення компресорних станцій, відкриття чи закриття засувки тощо. Тому загальний процес коливання тиску в газопроводі характеризується спектром частот.

Стан проблеми

Підземні магістральні газопроводи, незважаючи на комплексний захист від корозії, що включає пасивний захист протикорозійними покриттями та активний електрохімічний захист, все ж досить часто схильні до різних корозійних пошкоджень. Однак до теперішнього часу закономірності міцнісної поведінки корозійних дефектів досліджено не повною мірою.

Так, існуючі нормативні вимоги до безпечної і безвідмовної роботи магістральних газопроводів цілком однозначно регламентують негайне усунення наднормативних корозійних пошкоджень. Між іншим, розвиток корозійного дефекту на трубах підземного закладення носить латентний характер і проявляється зазвичай раптово у вигляді аварійних відмов різної складності. У цій ситуації залишаються недопрацьованими методи, що дають змогу оцінити темпи виробітку міцнісного ресурсу газопровідної труби в процесі розвитку корозійних дефектів. З іншого боку, сучасні способи внутрішньотрубної дефектоскопії прямим вимірюванням за один цикл інспекції допомагають виявити абсолютну більшість корозійних дефектів. При цьому фіксується картина множинності корозійних пошкоджень, усунення яких потребує наукового обгрунтування тимчасових пріоритетів, оскільки одномоментна ліквідація виявлених дефектів, як того вимага-

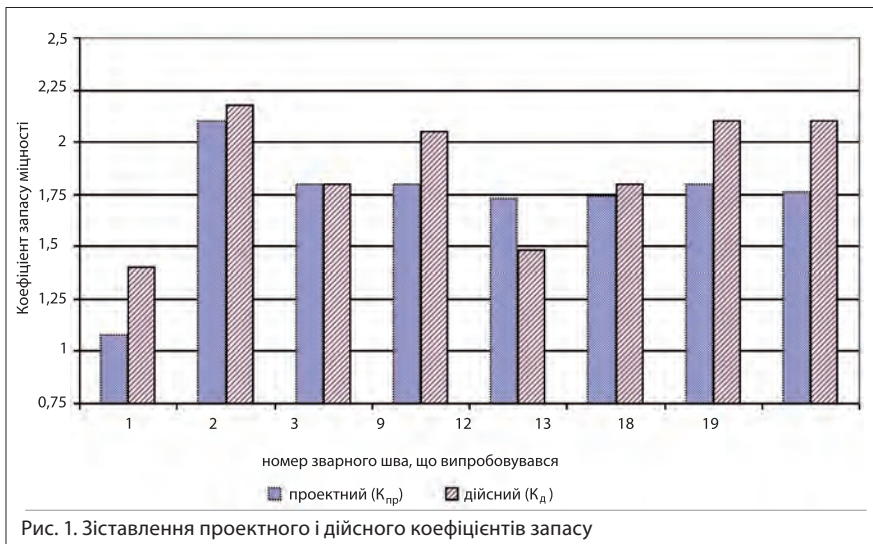


Рис. 1. Зіставлення проектного і дійсного коефіцієнтів запасу

ють чинні нормативні документи, неможлива з технічних причин.

Для уточнення цих прогалів на дослідно-промисловому стенді виконано повномасштабні гідравлічні випробування корозійно пошкоджених труб, забракованих із діючих газопроводів.

У наведеній класифікаційній групі аналізуються результати випробувань восьми об'єктів (табл. 1), схильні до корозійних пошкоджень завглибшки понад 10 % товщини стінки.

Потрібно зазначити, що корозійні дефекти виявлено тільки на зовнішній поверхні труб у місцях наскрізних або закритих ушкоджень ізоляційного покриття. Вочевидь, що корозійні потоншення стінки труби обумовлюють локальне зростання напружено-деформованого стану і зниження міцності труби. Наочно це можна ілюструвати, зіставивши деформування бездефектної і дефектних зон у ході випробувань трубних швів 12 і 13. Результати вимірювань представлено в табл. 2.

Із табл. 2 бачимо, що фактична деформація труби в

непошкодженій зоні зіставна з розрахунковим значенням, обчисленим відповідно до узагальненого закону Гука для плоско-напруженого стану, тобто отримані результати, якщо виключити явно аномальні свідчення деяких тензометрів, що спостерігаються на першому ступені навантаження, повинні достатньо достовірно відображати процеси, що протікають.

Далі, повертаючись до отриманих результатів, можемо констатувати, що тензометри 2, 4 та 6, встановлені, як правило, в зоні непротяжних дефектів, зафіксували деформацію, зіставну з деформацією неушкодженої труби, тобто такі дефекти не викликали помітного зниження міцності.

Разом із цим зони великих корозійних дефектів (тензометри 1, 3, 8 та 9) деформувалися набагато більшою мірою, ніж бездефектна труба, тобто ці зони мали вищі

напруження. Як показало подальше навантаження, розрив шва 12 стався в зоні установки тензометра 1, де було зафіксовано найбільшу деформацію, що в 2,52 раза перевищила деформацію непошкодженої зони. Щодо труби 13, то в ході випробувань на неї було нанесено штучні дефекти, які і стали осередком руйнування.

Поряд із вищенаведеним реальною інтегральною оцінкою наявності і величини зниження міцності дефектної труби все ж можна визначити тільки після її руйнування, що й було виконано на завершальних етапах випробувань трубних швів 2, 3, 9, 13, 18 та 19.

Результати випробувань і розрахунків розглянутих швів труб представлено в табл. 3.

Звідси бачимо, що п'ять випробуваних швів (1, 2, 9, 12 та 13) мають корозійні дефекти, які за діючими нормативними документами належать до категорії неприпустимих.

Наявність таких пошкоджень потребує проведення ремонтних заходів щодо їх усунення або зниження робочого тиску до безпечної величини (на 4,3–30 % від проектного тиску).

Таблиця 2

Результати деформування труб у поперечному напрямку від дії внутрішнього тиску

Місце встановлення тензометра	Приріст показань тензометра зі зміною тиску, МПа						Середня деформація зі зміною тиску на 1 МПа	
	0÷1	1÷2	2÷3	3÷4	4÷5	5÷6	поділлка тензометра	відносна %×10 ²
Зварний шов труби 12								
Обширна корозійна зона завглибшки до 4,4 мм	-1	32	29	28	22	24	27	6,75
Короткий дефект завглибшки до 4 мм	13	14	13	13	10	12	12,5	3,13
Обширна корозійна зона завглибшки до 4,1 мм	56	27	20	17	15	15	18,8	4,70
Короткий дефект завглибшки до 5,2 мм	16	14	6	8	8	11	10,5	2,63
Короткий дефект завглибшки до 4,5 мм	34	20	16	17	13	12	14,4	3,60
Довгий дефект завглибшки до 3,5 мм	19	12	9	10	7	9	9,4	2,35
Зварний шов труби 13								
Обширна корозійна зона завглибшки до 1 мм	53	17	18	14	13	10	14,4	3,60
Обширна корозійна зона завглибшки до 3 мм	80	29	26	18	17	13	20,6	5,15
Обширна корозійна зона завглибшки до 2,5 мм	63	28	22	16	5	22	18,6	4,65
Непошкоджена труба	10	9	14	11	10	10	10,7	2,68

Таблиця 3

Результати випробувань і розрахунку зварних швів труб із корозійними ушкодженнями

Параметр		Номер трубного зварювального шва, що випробовувався								
		1	2	3	9	12	13	18	19	
Діаметр і номінальна товщина стінки труби, мм		1220×12,0	1220×14,5	1220×12,0	1220×12,0	1020×9,0	1020×9,0	1220×10,5	1220×12,0	
Марка сталі		17Г1С	17Г1С	17Г1С	17Г1СУ	17Г1С	17Г1С	17Г2СФ	17ГС	
Нормативні механічні характеристики, МПа	Межа міцності, σ_b	520	520	520	520	600	600	550	520	
	Межа текучості, σ_t	360	360	360	360	420	420	380	350	
Корозійний дефект	Короткий (к) Довгий (д)		д	д	д	д	д	к	д	
	Максимальна глибина дефекту	мм	2,8	3,5	0,5	4,4	4,4	3,0	2,5	2
		%	23,3	24,1	4,2	36,7	48,9	33,3	23,8	16,0
Допустима глибина дефекту, %		21,2	21,7	21,2	21,2	28,1	28,1	70,0	22,2	
Тиск розриву зварного шва, МПа		9,2	12,0	9,8	11,0	8,0	10,5	11,3	11,0	
Коефіцієнт проектного запасу міцності, $K_{пр}$		1,8	2,15	1,8	1,8	1,71	1,71	1,8	1,8	
Коефіцієнт проектного запасу за межею текучості, K_d		1,05	1,26	1,05	1,05	1,0	1,0	1,05	1,05	
Дійсний коефіцієнт запасу міцності, $K_{пр}$		1,48	2,22	1,81	2,04	1,48	1,94	2,09	2,04	
Показник міцнісної надійності $K_d/K_{пр}$		1,41	1,03	1,006	1,13	0,87	1,13	1,16	1,13	
Допустимий робочий тиск		5,17	5,15	5,4	4,27	3,78	4,94	5,4	5,4	
Допустимий робочий тиск		4,14	4,22	5,17	3,42	2,76	3,6	4,11	4,54	

Оцінивши розглянуті пошкодження, дефекти зварного шва труби 18 можемо віднести до категорії таких, що потребують проведення ремонту. При цьому рівень зниження робочого тиску на всіх випробуваних об'єктах (у разі неможливості проведення ремонту) стає ще більш істотним (на 4,3–27,1 %) порівняно з первинним варіантом.

Поряд із цим зіставлення дійсного K_d і проектного $K_{пр}$ коефіцієнтів запасу міцності, а також їх співвідношення $K_d/K_{пр}$, графічне зображення яких подано на рис. 1 та 2, показує, що тільки в одному випадку (зварний шов труби 12) не забезпечується необхідної надійності труби.

Відповідно до [5, 6], у разі неможливості проведення тут ремонтних робіт необхідне зниження робочого тиску до 3,78 МПа, що становить 70 % від величини проектного тиску.

Між іншим, із результатів гідравлічних випробувань цього зварного шва видно, що проектний коефіцієнт запасу забезпечується вже за робочого тиску, рівного $p=8/1,71=4,68$ МПа (86,7 % від проектного тиску), тобто на 23,8 % більше від його величини.

Для інших зварних швів труб, за винятком об'єкта 1, де труба була доведена тільки до текучості металу, реальний запас

міцності порівняно з проектним становить 0,6–16 %, (див. рис. 2), тобто фактично необхідна надійність труб забезпечується навіть у тому випадку, коли за діючими нормами потрібне проведення ремонтних або технологічних заходів щодо зниження робочого тиску (зварні шви 2, 9 та 13).

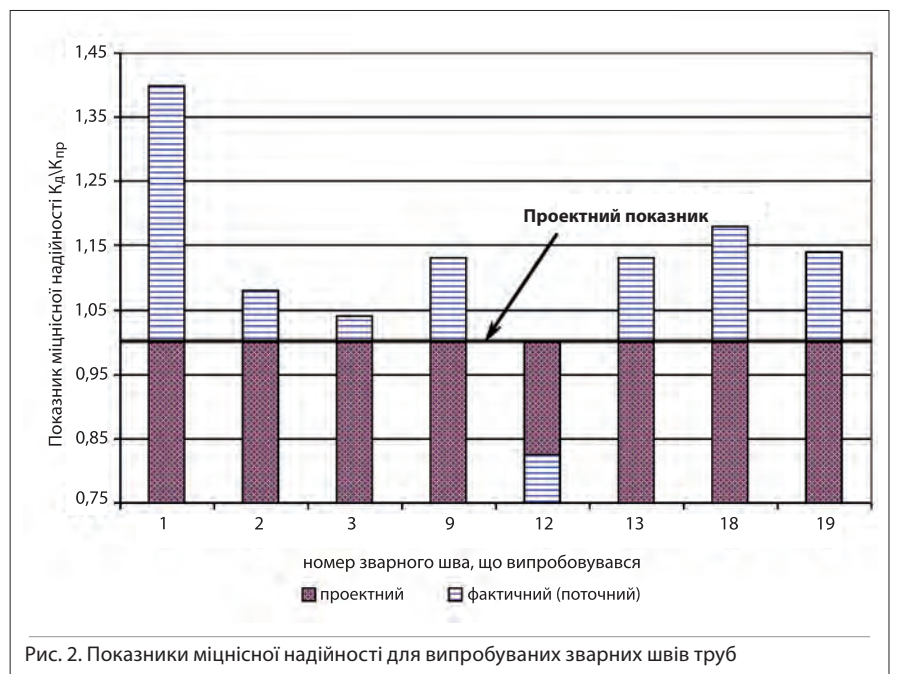


Рис. 2. Показники міцнісної надійності для випробуваних зварних швів труб

Висновок

Отже, у результаті гідралічних випробувань трубних зварних швів на внутрішній тиск установлено, що за наявності корозійних пошкоджень, що перевищують нормативні значення, поточний рівень міцнісного ресурсу газопровідних труб виявляється неоднозначним: він може залишатися достатнім для подальшої безпечної експлуатації (трубні зварні шви 9, 13, 18 та 19), бути критичним або рівноважним (трубні зварні шви 2 та 3), не визначеним для оцінки (трубний зварний шов 1) або реально небезпечним (трубний зварний шов 12). Кожен із цих станів потребує індивідуального керування рівнем експлуатаційної надійності газотранспортного об'єкта. У першому випадку це системний моніторинг, у другому – планова профілактика, в третьому – постановка детальних досліджень, в четвертому – невідкладний ремонт тощо. Це керування повинне бути засноване на системі критеріальних пріоритетів для оцінки поточної працездатності газопровідних труб, схильних до корозії.

Проведені випробування показують, що розрахунок допустимих напружень, що виникають всередині газопроводу в результаті нерівномірного газоспоживання, у наводнювальних середовищах необхідно здійснювати із урахуванням коефіцієнта $\beta_{кс}$, що дасть змогу підвищити їх, а отже, збільшити пропускну здатність магістрального газопроводу за рахунок підвищення тиску. Приведена методика дає можливість у процесі експлуатації робочого середовища зробити правильний і раціональний вибір величини допустимого напруження та необхідної кількості циклів навантаження. Адаже втомні процеси у сталі мають імовірнісний характер. Це дає змогу разом із методами неруйнівного контролю і використанням ризик-аналізу за існуючої концепції безпеки («реалізувати та виправляти») підтримувати трубопровід у працездатному стані. Однак незаперечним є те, що в таких умовах експлуатації (наголошую, сумісної дії змінних навантажень і середовища) під час довготривалої експлуатації в матеріалі труб накопичуються дефекти, які врешті-решт призводять до їх руй-

нування. Особлива небезпека – у важкодоступних місцях (неможливо вчасно усунути небезпеку) або в ускладнених умовах експлуатації (наприклад, трубопровід потрапив у зону зсуву). Тут потрібно застосувати нову концепцію ризик-аналізу – «передбачити і випередити».

Список літератури

1. **Карпенко Г.В.** Прочність стали в корозійній среде / Г.В. Карпенко. – М.: Машгиз, 1963. – 188 с.
2. **Похмурський В.І.** Корозійно механічне руйнування зварних конструкцій / В.І. Похмурський, Р.К. Мелехов. – К.: Наук. думка, 1990. – 347 с.
3. **Похмурський В.І.** Коррозионная усталость металлов / В.І. Похмурський. – М.: Металургия, 1985. – 207 с.
4. **Крижанівський Є.І.** Вплив наводнення на корозійно-механічні властивості зварних швів газопроводів / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський, Д.Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 1 (14). – С. 25–29.
5. **Крижанівський Є.І.** Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3 (12). – С. 31–34.
6. **Цирульник О.Т.** Чутливість до водневої крихкості зварного з'єднання сталі 17Г1С магістрального газопроводу / О.Т. Цирульник, Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський [та ін.] // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – № 6. – С. 111–114.

Автор статті**Тарасівський Олег Степанович**

Кандидат технічних наук, доцент кафедри транспорту і зберігання нафти і газу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Напрямок наукових досліджень: забезпечення безаварійної експлуатації магістральних трубопроводів за складних умов.

ПЕРЕДПЛАТА**Шановні читачі!**

Нагадуємо,
що передплатити журнал
«Нафтогазова галузь України»
Ви можете через відділення
зв'язку України.
Передплатний
індекс 74332