

© Л.С. Шлапак

д-р техн. наук  
ІФНТУНГ

М.П. Лінчевський

канд. техн. наук

В.О. Саркісов

ПАТ «Газтрансит»

## Про напружено-деформований стан газової обв'язки ГПА КС «Тарутине»

УДК 621.643.001.24

Наведено результати довготривалих досліджень напруженого стану трубопроводів газової обв'язки ГПА КС «Тарутине» у ході експлуатації. Показано характер розподілу напружень інтенсивності по зонах контролю залежно від режимів експлуатації КС, схеми включення ГПА у роботу та температурного режиму трубопроводів. Установлено зони концентрації напружень по довжині трубопроводів газової обв'язки, які залежать від схеми роботи ГПА.

**Ключові слова:** напружений стан, діагностування, компресорні станції, трубопроводи газової обв'язки, надійність, газоперекачувальні агрегати.

Приведены результаты длительных исследований напряженного состояния трубопроводов газовой обвязки ГПА КС «Тарутине» в ходе эксплуатации. Показаны характер распределения напряжений интенсивности по зонам контроля в зависимости от режимов эксплуатации КС, схемы включения ГПА в работу и температурного режима трубопроводов. Установлены зоны концентрации напряжений по длине трубопроводов газовой обвязки, которые зависят от схемы работы ГПА.

**Ключевые слова:** напряженное состояние, диагностирование, компрессорные станции, трубопроводы газовой обвязки, надежность, газоперекачивающие агрегаты.

The results of long-term studies of gas compressor pipeline binding stress of Tarutyne compressor station during operation are presented. It is showed the distribution of stress intensity in control zones depending on the station operation modes scheme include compressor in work mode and pipelines temperature. Zones of stress concentration along the length of the gas pipeline binding, depending on the compressor operation scheme are established.

**Key words:** stress condition, diagnosis, compressor stations, pipelines, gas binding, reliability, compressor units.

Газова обв'язка газоперекачувальних агрегатів (ГПА) компресорних станцій (КС) складається з поєднання прямих труб та криволінійних елементів (колін). Однією з основних умов надійності трубопроводів газової обв'язки ГПА з самокомпенсацією температурних деформацій є достатня гнучкість її розрахункових ділянок. Підвищення гнучкості таких ділянок досягається введенням у схему трубопроводів, зумовлену визначеним технологічним процесом, необхідної кількості кривих елементів. Зусилля, що виникають в елементах трубопроводів газової обв'язки ГПА від статичних навантажень та різного роду впливів, визначають за допомогою відомих методів механіки стрижневих систем. Розрахунок елементів трубопроводу, що складається з прямих і кривих труб, за відомих зусиль і внутрішнього тиску зводиться до визначення деформацій елементів, їх гнучкості та напружень, що виникають у характерних перерізах. Розрахунок прямолінійних ділянок трубопроводу, що знаходяться в умовах складного згину, не викликає ніяких труднощів.

Згин труби з криволінійною поздовжньою віссю, на відміну від прямої, супроводжується зміною форми поперечного перерізу, що робить овальною його початкову колову форму. Це явище не тільки зменшує опір труби згину, тобто збільшує його гнучкість, але досить суттєво відображається на напруженому стані трубопроводів газової обв'язки.

Дослідження напружень та деформацій кривих труб при згині аналітичними методами пов'язано з певними трудноща-

ми, які не завжди можна подолати, якщо такі труби є складовими самокомпенсуючих контурів, які працюють у жорстких умовах силового навантаження, яким є газові обв'язки ГПА КС.

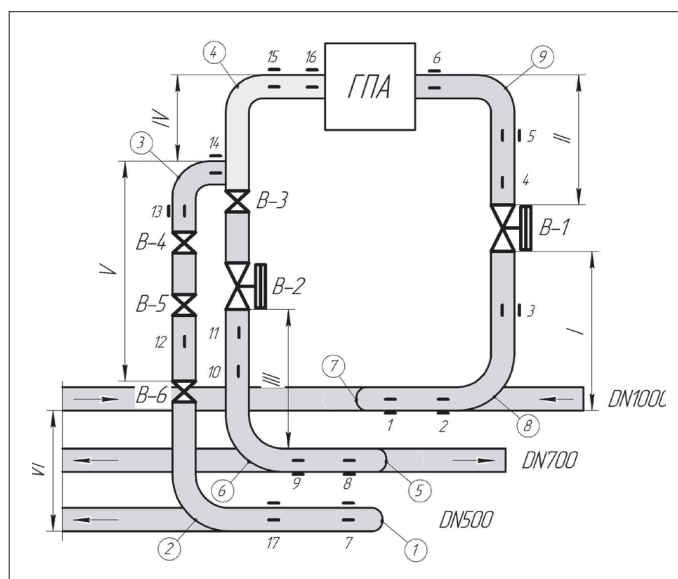


Рис. 1. Схема контролю НДС трубопроводів обв'язки ГПА КС «Тарутине»

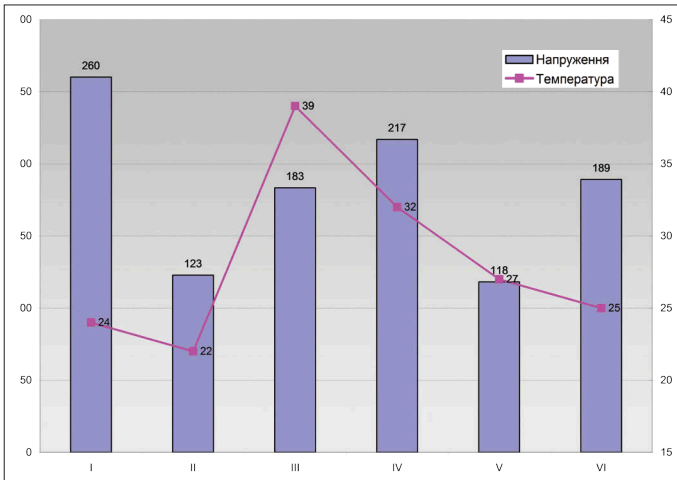


Рис. 2. Розподіл напружень у трубопроводах газової об'язки на ГПА-1 і середніх температур по зонах контролю

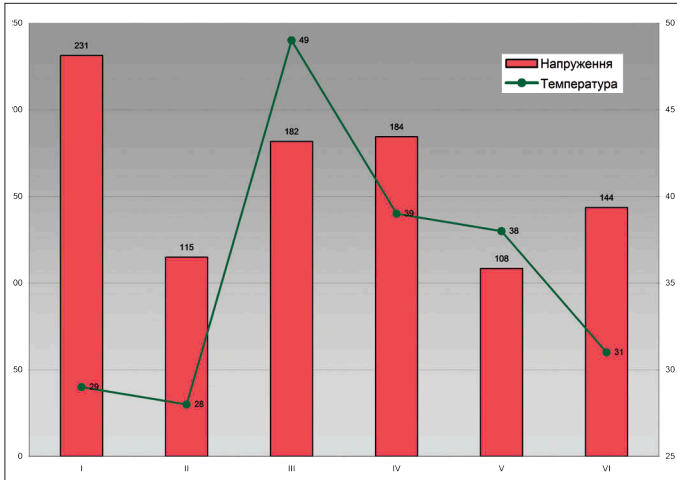


Рис. 3. Розподіл напружень  $\sigma_t$  у трубопроводах газової об'язки на ГПА-2 і середніх температур по зонах контролю

Тому значний теоретичний і практичний інтерес мають експериментальні дослідження НДС трубопроводів газової об'язки ГПА КС у ході їх довготривалої експлуатації.

Об'єктом нашого дослідження є напружений стан трубопроводів газової об'язки ГПА КС «Тарутине» у ході їх експлуатації (з урахуванням зміни статичних навантажень) із метою забезпечення їх надійної та безаварійної роботи. Для цього було розроблено оптимальну схему розміщення базових перерізів та місць контролю за напруженим станом. На рис. 1 наведено типову схему розміщення перерізів та місць визначення напружень для газової об'язки ГПА КС «Тарутине». Відповідно до цієї схеми, визначення напружень на прямолінійних ділянках трубопроводів об'язки здійснювали у 14 перерізах збоку труби та у 17 перерізах зверху труби, тоді як товщина стінки криволінійних елементів (колін) газової об'язки визначалася у 9 точках по їх випуклій поверхні.

Напружений стан газової об'язки ГПА визначали за допомогою електромагнітного вимірювача ІНИ-ІЦ. Тарування вимірювача виконували на плоских зразках, виготовлених відповідно до ГОСТ 1497-73 з такого ж матеріалу, як і матеріал

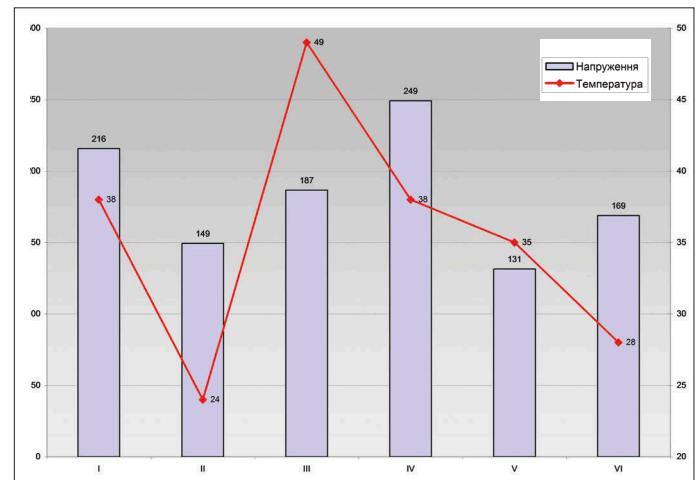


Рис. 4. Розподіл напружень  $\sigma_y$  у трубопроводах газової об'язки на ГПА-3 і середніх температур по зонах контролю

труб газової об'язки. Початкові електромагнітні характеристики матеріалу труб газової об'язки та напруження визначали за методикою, викладеною у [1].

За результатами сумарних напружень  $\sigma^{\Sigma}$  та значеннями кільцевих напружень  $\sigma_{\text{кл}}$ , визначених за формулою

$$\sigma_{\text{кл}} = \frac{n p D_{\text{вн}}}{2 \delta_{\text{тр}}^{\text{в}}} \quad (1)$$

де  $n$  – коефіцієнт перевантаження за внутрішнім тиском, для газопроводів рівний 1,1;  $p$  – внутрішній тиск на момент визначення напружень у трубопроводах газової об'язки, МПа;  $D_{\text{вн}} = D_{\text{зовн}} - \delta_{\text{тр}}^{\text{в}}$  – внутрішній діаметр трубопроводу, мм;  $\delta_{\text{тр}}^{\text{в}}$  – товщина стінки труби, визначена за даними товщинометрії, визначалися поздовжні напруження  $\sigma_{\text{пз}}$ .

Поздовжні напруження  $\sigma_{\text{пз}}^{\text{в}}$  у вертикальному та  $\sigma_{\text{пз}}^{\text{гор}}$  у горизонтальному напрямках у контрольних перерізах визначали експериментально, а інтенсивність напружень, з урахуванням їх значень, обчислювали за формулою

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{\text{кл}}^2 + (\sigma_{\text{пз}}^{\text{в,гор}})^2} - \sigma_{\text{кл}} \sigma_{\text{пз}}^{\text{в,гор}} \quad (2)$$

Під час розрахунків  $\sigma_i$  до уваги брали одне з максимальних значень поздовжніх напружень  $\sigma_{\text{пз}}^{\text{в,гор}}$ , отриманих у точках вимірювань.

Міцність трубопроводів газової об'язки оцінювали за формулою:

$$\sigma_i^{\text{max}} \leq [\sigma] \quad (3)$$

де  $\sigma_i^{\text{max}}$  – максимальне значення інтенсивності напружень, визначених по (2);  $[\sigma] = 0,9 \sigma_{\text{пл}}$  – номінальне значення межі пластичності труб.

Результати виконаних досліджень напруженого стану трубопроводів газової об'язки ГПА КС «Тарутине» зведені у таблиці та графіки. У табл. 1 наведено результати контролю за напруженим станом трубопроводів газової об'язки ГПА за період 2008–2013 рр.

Графіки розподілу напружень у трубопроводах газової об'язки ГПА та середньої температури по зонах контролю наведено на рис. 2–7.

## ТРАНСПОРТУВАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

Напружений стан трубопроводів газової обв'язки ГПА КС «Тарутине» за період 2008–2013 рр.

	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$
	11.07	02.08			11.07	02.08			11.07	02.08		
I	235 ±40	226 ±36	0,18	<0,5	230 ±36	206 ±34	0,49	<0,5	212 ±29	186 ±27	0,66	<0,5
II	211 ±58	68 ±34	2,14	>0,5	141 ±57	135 ±66	0,08	<0,5	189 ±44	143 ±36	0,82	<0,5
III	135 ±35	184 ±31	1,06	>0,5	117 ±55	191 ±37	1,11	>0,5	168 ±52	181 ±47	0,18	<0,5
IV	156 ±56	226 ±23	1,14	>0,5	86 ±29	180 ±30	2,26	>0,5	156 ±40	236 ±24	1,71	>0,5
V	179 ±53	98 ±60	1,02	>0,5	133 ±21	100 ±3	1,56	>0,5	174 ±36	134 ±41	0,75	<0,5
VI	237 ±28	124 ±48	2,05	>0,5	189 ±42	174 ±26	0,30	<0,5	230 ±32	165 ±48	1,13	>0,5
$\bar{\sigma}_j$	192	154			149	164			188	174		
$P_{\text{вх}}$	4,42	0			0	4,22			4,54	4,25		
$P_{\text{вих}}$	6,11	0			0	5,73			6,21	5,76		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$
	06.08	09.08			06.08	09.08			06.08	09.08		
I	270 ±34	253 ±41	0,318	<0,5	240 ±39	205 ±27	0,746	<0,5	209 ±25	200 ±37	0,202	<0,5
II	85 ±33	160 ±59	1,108	>0,5	95 ±23	138 ±53	0,753	<0,5	142 ±44	141 ±20	0,014	<0,5
III	127 ±32	188 ±35	1,264	>0,5	150 ±30	188 ±36	0,812	<0,5	143 ±43	185 ±54	0,608	<0,5
IV	182 ±20	235 ±30	1,495	>0,5	142 ±28	198 ±37	1,206	>0,5	192 ±20	258 ±16	2,65	>0,5
V	113 ±85	142 ±30	0,324	<0,5	113 ±80	104 ±9	0,113	<0,5	126 ±85	124 ±82	0,017	<0,5
VI	114 ±55	218 ±21	1,759	>0,5	81 ±23	174 ±44	1,897	>0,5	126 ±43	143 ±40	0,296	<0,5
$\bar{\sigma}_j$	148	199			137	168			156	175		
$P_{\text{вх}}$	0	4,76			0	4,76			0	0		
$P_{\text{вих}}$	0	6,26			0	6,25			0	0		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$
	12.08	03.09			12.08	03.09			12.08	03.09		
I	290 ±43	333 ±39	0,738	<0,5	240 ±20	307 ±38	1,543	>0,5	241 ±37	295 ±32	1,092	>0,5
II	92 ±34	79 ±35	0,275	<0,5	159 ±66	97 ±20	0,903	<0,5	131 ±17	152 ±37	0,528	<0,5
III	178 ±36	187 ±37	0,161	<0,5	203 ±32	194 ±37	0,169	<0,5	193 ±60	193 ±56	0,006	<0,5
IV	225 ±38	233 ±33	0,161	<0,5	192 ±41	188 ±31	0,078	<0,5	268 ±10	262 ±19	0,279	<0,5
V	108 ±77	96 ±66	0,114	<0,5	131 ±16	99 ±89	0,356	<0,5	105 ±85	102 ±92	0,024	<0,5
VI	154 ±51	137 ±54	0,23	<0,5	161 ±38	94 ±26	1,474	>0,5	110 ±45	132 ±47	0,327	<0,5
$\bar{\sigma}_j$	174	177			181	163			175	189		
$P_{\text{вх}}$	0	0			5,45	0			5,36	0		
$P_{\text{вих}}$	0	0			6,1	0			6,13	0		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$
	06.09	09.09			06.09	09.09			06.09	09.09		
I	265 ±41	238 ±40	0,478	<0,5	241 ±42	239 ±41	0,034	<0,5	261 ±33	208 ±34	1,111	>0,5
II	166 ±59	124 ±41	0,586	<0,5	107 ±17	133 ±52	0,46	<0,5	145 ±30	160 ±39	0,289	<0,5
III	182 ±36	185 ±36	0,044	<0,5	203 ±39	196 ±37	0,135	<0,5	202 ±59	205 ±60	0,039	<0,5
IV	231 ±30	238 ±31	0,165	<0,5	206 ±34	204 ±41	0,038	<0,5	231 ±27	281 ±41	1,019	>0,5
V	129 ±40	99 ±79	0,339	<0,5	110 ±90	108 ±3	0,028	<0,5	122 ±81	151 ±47	0,31	<0,5
VI	218 ±29	156 ±26	1,57	>0,5	88 ±20	196 ±33	2,78	>0,5	129 ±39	227 ±59	1,391	>0,5
$\bar{\sigma}_j$	198	173			159	179			182	205		
$P_{\text{вх}}$	4,98	0			0	4,94			0	4,97		
$P_{\text{вих}}$	6,32	0			0	6,48			0	6,51		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$
	12.09	06.10			12.09	06.10			12.09	06.10		
I	241 ±37	321 ±23	1,833	>0,5	200 ±41	301 ±40	1,772	>0,5	215 ±31	290 ±29	1,763	>0,5
II	146 ±57	93 ±31	0,816	<0,5	103 ±12	94 ±16	0,445	<0,5	152 ±44	152 ±38	0,006	<0,5
III	197 ±36	193 ±37	0,092	<0,5	192 ±36	195 ±37	0,058	<0,5	200 ±58	202 ±56	0,028	<0,5
IV	241 ±41	215 ±18	0,589	<0,5	199 ±45	205 ±47	0,093	<0,5	271 ±21	282 ±34	0,29	<0,5
V	143 ±29	96 ±88	0,507	<0,5	100 ±90	113 ±88	0,1	<0,5	143 ±35	121 ±63	0,305	<0,5
VI	251 ±4	162 ±48	1,855	>0,5	106 ±25	99 ±17	0,23	<0,5	226 ±58	125 ±38	1,45	>0,5
$\bar{\sigma}_j$	203	180			150	168			201	195		
$P_{\text{вх}}$	4,32	0			0	0			4,78	0		
$P_{\text{вих}}$	6,03	0			0	0			6,26	0		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$
	11.10	02.11			11.10	02.11			11.10	02.11		
I	305 ±30	265 ±34	0,893	<0,5	273 ±37	210 ±36	1,224	>0,5	268 ±27	191 ±27	2,003	>0,5
II	77 ±36	171 ±56	1,4	>0,5	89 ±15	93 ±16	0,184	<0,5	143 ±38	136 ±47	0,116	<0,5
III	174 ±34	208 ±37	0,668	<0,5	176 ±32	204 ±40	0,55	<0,5	189 ±52	198 ±51	0,127	<0,5
IV	216 ±35	239 ±32	0,485	<0,5	175 ±37	219 ±52	0,686	<0,5	262 ±38	280 ±39	0,342	<0,5
V	102 ±88	134 ±38	0,334	<0,5	88 ±78	89 ±87	0,013	<0,5	116 ±65	145 ±45	0,362	<0,5
VI	150 ±45	261 ±8	2,426	>0,5	95 ±32	106 ±32	0,25	<0,5	108 ±33	221 ±58	1,7	>0,5
$\bar{\sigma}_j$	171	213			149	153			181	195		
$P_{\text{вх}}$	0	4,81			0	0			0	4,48		
$P_{\text{вих}}$	0	6,34			0	0			0	6,3		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$	$\sigma_j^{\max} \pm m, \text{МПа}$		$t$	$\alpha$
	06.11	09.11			06.11	09.11			06.11	09.11		
I	207 ±29	307 ±33	2,294	>0,5	176 ±37	270 ±39	1,73	>0,5	176 ±30	248 ±28	1,745	>0,5
II	91 ±38	79 ±36	0,227	<0,5	121 ±43	93 ±13	0,613	<0,5	152 ±32	141 ±34	0,237	<0,5
III	184 ±35	173 ±32	0,244	<0,5	165 ±31	172 ±34	0,145	<0,5	181 ±52	186 ±48	0,071	<0,5
IV	214 ±36	208 ±31	0,126	<0,5	178 ±34	213 ±6	1,043	>0,5	255 ±35	253 ±44	0,036	<0,5
V	99 ±77	96 ±74	0,028	<0,5	112 ±15	94 ±77	0,231	<0,5	133 ±34	125 ±75	0,097	<0,5
VI	155 ±40	143 ±45	0,195	<0,5	194 ±33	109 ±29	1,921	>0,5	209 ±53	121 ±33	1,408	>0,5
$\bar{\sigma}_j$	158	168			157	158			184	179		
$P_{\text{вх}}$	0	0			3,95	0			4,21	0		
$P_{\text{вих}}$	0	0			5,63	0			5,71	0		

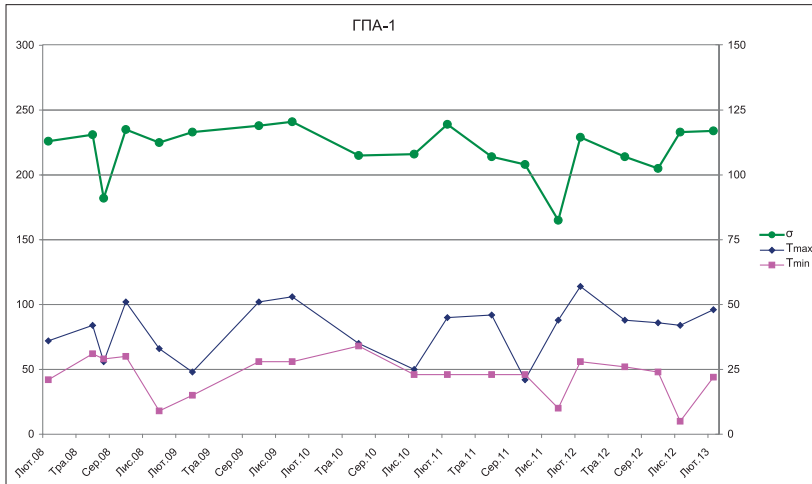


Рис. 5. Розподіл напружень  $\sigma$ , інтенсивності, найменших і найбільших температур у зоні IV трубопроводів газової обв'язки ГПА-1 за період моніторингу 2008–2013 рр.

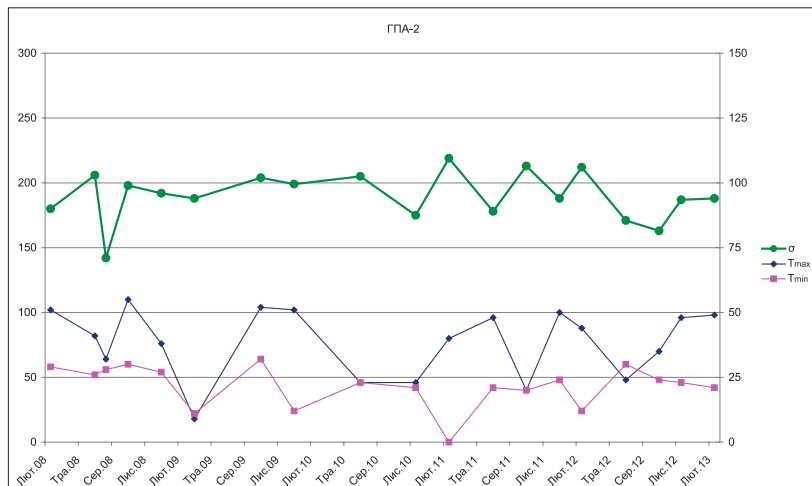


Рис. 6. Розподіл напружень  $\sigma$ , інтенсивності, найменших і найбільших температур у зоні IV трубопроводів газової обв'язки ГПА-2 за період моніторингу 2008–2013 рр.

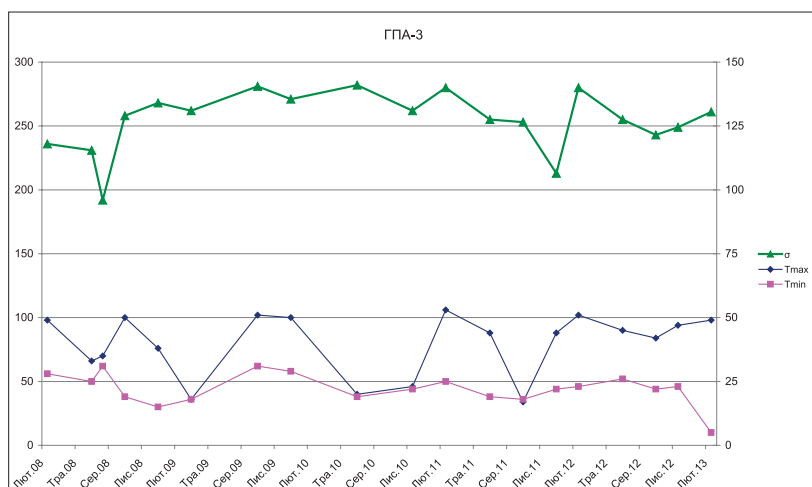


Рис. 7. Розподіл напружень  $\sigma$ , інтенсивності, найменших і найбільших температур у зоні IV трубопроводів газової обв'язки ГПА-3 за період моніторингу 2008–2013 рр.

Дослідження показали, що напружений стан трубопроводів газової обв'язки ГПА визначають поздовжні напруження, що формуються внутрішнім тиском та температурними впливами, а кільцеві – внутрішнім тиском. Залежно від конфігурації та умов закріплення трубопроводів газової обв'язки ГПА поздовжні напруження можуть мати в окремих перерізах як стискальний, так і розтягувальний характер. Коли температура стінки труби менша від температури замикання монтажних стиків у період спорудження, розтягувальні поздовжні напруження зростають, а коли більша – зменшуються і можуть мати стискальний характер.

Відповідно будуть змінюватися максимальні значення напруження інтенсивності, що визначають за (2). Тому при температурі трубопроводів газової обв'язки ГПА  $t_{\text{тр}}^{\text{Г}} > t_{\text{тр}}^0$  ( $t_{\text{тр}}^0$  – температура монтажу) кільцеві напруження практично не змінюються, а поздовжні стискальні напруження навіть за невеликої їх зміни суттєво впливають на міцність трубопроводів обв'язки. З огляду на циклічне навантаження трубопроводів обв'язки під час пусків та зупинок ГПА, інтенсивність напружень  $\sigma$ , в окремих перерізах може при цьому досягати границі плинності матеріалу труб, фіксувати які проблематично, оскільки контроль за напруженим станом повинен бути синхронізованим з періодами пуску ГПА. Малоциклові навантаження трубопроводів обв'язки ГПА, що виникають в періоди пусків, у поєднанні зі зміною їх температурного режиму негативно впливають на залишкову міцність і є основним фактором зародження та розвитку мікротріщин у матеріалі труб, оскільки швидкість старіння експоненціально залежить від температури експлуатації трубопроводів обв'язки, зокрема підвищення температури з +20 до +40 °C призводить до зростання часу старіння у 10 разів [3].

Вплив напружень на процес старіння трубних сталей є найбільш складним та маловивченим. Окремі дослідження показують, що характерний час старіння матеріалу труб може бути удвічі–утричі меншим, ніж характерний час старіння у разі відсутності напружень, тому зістарений матеріал при робочих навантаженнях працює не в області пружності, а виявляється в області мікропластичної деформації. Тому умова довготривалої міцності для зістареного матеріалу вже не виконується.

### Висновки

На основі виконаних натурних досліджень, аналізу їх результатів із позицій механіки матеріалів та прогнозу можливих тенденцій змін НДС трубопроводів газової обв'язки ГПА

КС «Тарутине» за умов довготривалої експлуатації можна зробити такі висновки та дати рекомендації:

в умовах довготривалої експлуатації напружений стан трубопроводів газової обв'язки ГПА визначається не тільки зовнішніми та внутрішніми навантаженнями і впливами, але значною мірою ерозійним зношенням товщини стінки трубопроводів та їх конструктивних елементів;

нерівномірність навантаження трубопроводів газової обв'язки ГПА по зонах призводить до суттєвої різниці у значеннях напружень (так, напруження трубопроводів для зони IV на виході з ГПА – 1 у 1,76 раза вищі, ніж для зони I на вході у ГПА-1, а для ГПА-2 і ГПА-3 – у 1,6 та 1,61 раза відповідно); максимальні та мінімальні значення напружень різняться між собою для трубопроводів ГПА-1, ГПА-2 та ГПА-3 у 2,2; 2,13 та 2,49 раза відповідно, що

негативно впливає на їх залишкову міцність та самокомпенсуючу здатність газової обв'язки за значних перепадів температур;

почергове введення в роботу і відключення окремих ГПА призводить до того, що в окремих зонах по довжині трубопроводів газової обв'язки (зони III, IV) спостерігається підвищена концентрація напружень, ніж у зонах II і V, де напруження у 1,9÷2,3 раза нижчі (див. рис. 3 та 4);

нерівномірне навантаження трубопроводів газової обв'язки ГПА в умовах довготривалої експлуатації та значних температурних впливів не прогнозовано пришвидшує деградацію фізико-механічних характеристик трубої сталі, інтенсифікує процеси старіння, що у поєднанні з ерозійним зношенням товщини труб зменшує їх залишковий ресурс експлуатації.

## ПРОФЕСІОНАЛИ ГАЛУЗІ

### Шлапаку Любомиру Степановичу – 65

1 червня 2014 року виповнилося 65 років доктору технічних наук, професору Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, академіку УНГА, відомому фахівцю у сфері трубопровідного транспорту Любомиру Степановичу Шлапаку.

Народився ювіляр у містечку Рожнятів на Івано-Франківщині. 1976 р. із відзнакою закінчив газонафтопромисловий факультет ІФІНГ за спеціальністю спорудження газонафтопроводів, газосховищ і нафтобаз та протягом наступного року працював інженером у науково-дослідному секторі цього вишу.

Упродовж 1977–1980 рр. навчався в аспірантурі ІФІНГу. У 1984 р. у МІНХ і ГП ім. І. М. Губкіна захистив кандидатську дисертацію на тему: «Розроблення уточненої методики розрахунку напружено-деформованого стану надземних ділянок газопроводів і практичних рекомендацій із підвищення ефективності їх роботи у гірських умовах».

Із 1980 по 1985 р. Любомир Шлапак працював молодшим, а потім старшим науковим співробітником науково-дослідного сектору ІФІНГу. 1985 р. був обраний доцентом кафедри спорудження трубопроводів і сховищ.

1996 р. захистив докторську дисертацію на тему: «Науково-методичні основи діагностування напружено-деформованого стану надземних ділянок нафтогазопроводів». За результатами роботи були запропоновані нові математичні моделі діагностування напруженого стану, розроблено алгоритм діагностування надземних переходів балкового типу у складних умовах експлуатації тощо.



Наступного року Любомир Степанович став професором кафедри спорудження трубопроводів і сховищ. Із 2005 р. – завідувач кафедри зварювання трубопроводів і конструкцій ІФІНГу.

Серед наукових інтересів вченого – удосконалення методики діагностування технічного стану трубопровідних систем, створення ефективних технологій ремонту дефектів трубопроводів, покращення технічних засобів оцінювання НДС трубопроводів у складних умовах експлуатації. Він є керівником наукової школи підвищення надійності трубопровідних систем та розробки методів їх капітального ремонту.

У доробку Любомира Степановича 130 наукових праць із дослідження проблем діагностування напружено-деформованого стану нафтогазопроводів на складних ділянках траси, методології та технології ремонту дефектних ділянок трубопроводів без припинення перекачування продукту, розроблення та впровадження нових засобів неруйнівного контролю напруженого стану трубопроводів під час довготривалої експлуатації. Він – співавтор монографії «Ремонт магістральних трубопроводів під тиском», рекомендованої для студентів.

Ювілярові присвоєно звання «Заслужений працівник АТ «Укргазпром», він нагороджений почесною відзнакою Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» III ст. 2008 р. за роботу з розроблення та впровадження технологій ремонту магістральних трубопроводів під тиском отримав Державну премію України в галузі науки і техніки.

Щиро бажаємо Любомиру Степановичу доброго здоров'я, довголіття, нових здобутків та творчих успіхів у його подальшій науковій та педагогічній діяльності.

Друзі, колеги по роботі, редакція журналу