

# Виробничий досвід

УДК 622.691.4

## ДЕЯКІ ПИТАННЯ ВИЗНАЧЕННЯ ОБ'ЄМУ ЗАБРУДНЕНЬ ГАЗОПРОВОДІВ

Я.І.Сенишин, М.І.Фещенко, М.І.Братах, А.В.Васадзе, В.А.Коляденко, З.В.Шейна

ДК "Укргазвидобування", 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел. (044) 2122539,  
e-mail: senishin@gasdob.com.ua

ГПУ "Шебелинкагазвидобування", 64250, Балаклійський р-н Харківська обл. смт. Червоний Донець,  
e-mail: mvk@shgpr.kharkov.ua

УкрНДІгаз, 61125, м. Харків, Червоношкільна набережна, 20, тел. (0572) 200229, 200282  
e-mail: itl@online.kharkov.ua

*Представлены пути решения задачи выбора технологии очистки газопроводов и утилизации продуктов очистки соответственно требованиям к охране окружающей среды и максимальной утилизации конденсата. Выделены основные причины загрязнения внутренней полости трубы, рассмотрены способы определения количества отложений и мест их накопления в действующих газопроводах.*

*Presented are ways of solving tasks concerning selection of pipeline cleaning technologies and utilization of cleaning products to meet the requirements on environmental protection and maximum utilization of condensate. The major reasons of pipeline internal cavity contamination are given and methods of determining precipitation amount and places of its accumulation in operating pipelines are considered.*

При вирішенні завдання вибору технології очищення газопроводів та утилізації продуктів очищення згідно з вимогами до охорони навколишнього середовища та максимальної утилізації конденсату необхідно:

- виділити основні причини забруднення внутрішньої порожнини труби;
- проаналізувати фракційний склад відкладів у внутрішній порожнині труби;
- визначити коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу та об'єм рідинних забруднень в трубі.

Лише на основі аналізу перерахованих вище заходів, з врахуванням конкретних умов експлуатації газопроводу, його призначення тощо представляються основні технологічні рішення для підвищення гідравлічної ефективності газопроводів.

Через неякісну підготовку газу на промислах до подальшого транспортування у внутрішній порожнині діючих промислових газопроводів утворюються рідинні відкладення, які є причиною додаткових гідравлічних опорів та зниження пропускної здатності промислових газопроводів. Тобто у подальшому виникає проблема очищення газопроводів від води, масла, гідратів та механічних домішок. Ця проблема

особливо актуальна для лінійних ділянок магістральних газопроводів, не обладнаних камерами запуску та прийому очисних пристроїв, підводних переходів, низинних ділянок газопроводів, промислових газопроводів, газопроводів-відводів.

Сукупне забруднення діючих газопроводів відбувається під час їх експлуатації як на газотранспортних (експлуатація газопроводів з пониженою витратою (літній період експлуатації), неефективна робота пиловловлювачів та адсорберів), так і на газовидобувних підприємствах (некондиційний газ з родовища). Тобто, якість газу, що транспортується, може бути підвищена лише за рахунок комплексних заходів газотранспортних та газовидобувних підприємств, і суттєвою складовою цих заходів є очищення внутрішньої порожнини діючих промислових та магістральних газопроводів. Для очистки та утилізації рідинних забруднень важливо знати їх об'єм, що дасть можливість контролювати накопичення забруднень в газопроводі і своєчасно приймати рішення про проведення очисних робіт.

Як показують результати комплексних досліджень гідравлічної ефективності промислових газопроводів Шебелинсько-Хрестищенської

групи та магістральних газопроводів, що транспортують газ з цих родовищ, а саме, газопроводів Шебелинка–Диканька–Київ, Шебелинка–Полтава–Київ, Сфрємівка–Диканька–Київ, коефіцієнт гідравлічної ефективності коливається у досить широких межах (14,1-91,7%), що свідчить про значне накопичення в порожнині труб рідинних забруднень.

Аналіз забруднень [1] свідчить про те, що всі вони зазвичай являють собою складну систему, складаються із різних компонентів (вода, вуглеводний конденсат, механічні домішки, мінеральні масла, органічні домішки, метанол тощо) і знаходяться у різних співвідношеннях.

За характером компонентів відкладень можна визначити їх джерела надходження: вода у внутрішню порожнину газопроводу поступає з свердловин родовищ або залишається після будівництва; метанол, органічні кислоти, диетиленгліколь – потрапляють з установок комплексної підготовки газу; мінеральні масла – разом з компримованим газом з дотискних та лінійних компресорних станцій [1].

Детальніше розглянемо чинники, внаслідок яких рідина накопичується у трубі.

Ефективність роботи газопроводів в багатьох випадках визначається ступенем очищення та осушення газу на головних спорудах. Досвід експлуатації газопроводів, що транспортують газу газоконденсатних родовищ, свідчить про те, що в початковий період роботи в промислових газопроводи внаслідок тих чи інших причин потрапляє некондиційний газ, що містить конденсат.

У більшості випадків вміст рідкої фази у потоці газу є незначним [2]

$$\beta = \frac{Q_z}{Q_z + Q_p},$$

де  $Q_z$ ,  $Q_p$  – відповідно ваговий вміст газу та рідини в газорідинній суміші, тим не менше він суттєво впливає на гідравлічний опір трубопроводу та його пропускну здатність.

Пояснюється це тим, що при русі двофазного потоку в “профільному” трубопроводі проходить перерозподіл фаз суміші, що призводить до накопичення рідини в певних ділянках газопроводів. Рідина як більш щільна складова суміші накопичується в ділянках трубопроводу з висхідним рухом потоку і практично відсутня в ділянках з низхідним рухом. Це означає, що густина суміші в висхідних ділянках газопроводу значно більша, ніж у низхідних.

Невідповідність густини суміші в низхідних та висхідних ділянках газопроводу і є першопричиною виникнення додаткового гідравлічного опору. Величина цього опору суттєвим чином залежить від профілю трубопроводу та тривалості його експлуатації на некондиційному газі і практично не залежить від кількісного вмісту рідини в потоці газу (конденсаційний фактор). Конденсаційний фактор впливає лише на швидкість зростання гідравлічного опору

газопроводу в початковий період його експлуатації до того моменту, поки всі висхідні ділянки трубопроводу не будуть заповнені рідиною. При цьому перепад тиску досягне максимального значення, і подальше поступання рідини в газопровід не призведе до зростання гідравлічних втрат.

Розглянемо декілька способів визначення кількості відкладень (забруднень) та місць їх накопичення в діючих газопроводах.

Аналізуючи способи для визначення кількості забруднень в діючому газопроводі, які вимагають відключення дослідної ділянки газопроводу та стравлювання через свічку в атмосферу певної кількості газу, можна виділити причини, через які дані способи важко застосувати на діючому газопроводі:

– необхідність зупинки діючого газопроводу;

– потреба у відключенні ділянки газопроводу між лінійними кранами та стравлювання з нього великих об'ємів газу;

– при великій протяжності газопроводу та обстеженні його по всій довжині необхідна велика кількість переключень кранів по трасі;

– для заміру газу, що стравлюється через свічку з відключеної ділянки, на кожній свічці необхідно монтувати замірні вузли тощо.

Але для окремих ділянок, коли з будь-яких причин необхідно приблизно визначити об'єм відкладень, подібну технологію можна застосувати без установки замірного вузла на свічці. При цьому ділянка газопроводу відключається з двох боків, після чого газ стравлюється через свічку, але попередньо визначається тиск, температура та властивості газу, час початку стравлювання

$$V_{зобр} = \frac{\pi D^2}{4} L - \frac{1,78 F \tau \sqrt{ZRT}}{2(P_1^2 - P_2^2)} \text{ м}^3$$

де:  $D$  – внутрішній діаметр газопроводу, м;

$L$  – довжина ділянки газопроводу, м;

$F$  – площа отвору пробкового крану свічки, м<sup>2</sup>;

$\tau$  – час стравлювання газу, с;

$Z$  – коефіцієнт стисливості газу;

$R$  – універсальна газова стала, Дж/кг·К;

$T$  – температура газу, що стравлюється, К;

$P_1$ ,  $P_2$  – відповідно тиск газу на ділянці газопроводу на початку та в кінці стравлювання на вході у свічку, кгс/см<sup>2</sup>.

В науковій літературі є інформація про способи визначення об'єму відкладень в діючих газопроводах без відключення ділянок. Так, для визначення об'єму забруднень пропонується на початку дослідної ділянки запускати трасуючу речовину (наприклад, аміак або будь-який радіаційний ізотоп), яка у процесі проходження по газопроводу повинна фіксуватися спеціальними приладами на проміжних контрольних пунктах. Попередньо необхідно створити в газопроводі стаціонарний режим течії газу. При проходженні трасуючої речовини за продуктивністю, тиском, температурою, геометричними розмі-

рами трубопроводу визначають кількість забруднень. Недоліками цього способу є:

– небезпека та складність використання радіаційних ізотопів в діючих газопроводах;

– похибка способу у визначенні істинного часу проходження по газопроводу трасуючої рідини в результаті його дифузії та турбулентності потоку газу;

– необхідність в оснащенні газопроводу додатковим обладнанням для введення трасуючої речовини та реєстрації його проходження на контрольних точках.

Більш прийнятним в умовах експлуатації як промислових, так і магістральних газопроводів є спосіб визначення відкладень, який передбачає відносно рівномірний розподіл забруднення по довжині трубопроводу [3]

$$V_{забр} = 0,785 \frac{\kappa_e \cdot \kappa_3}{\kappa_c} L \cdot D^2 (1 - E^{0,8}), \quad (1)$$

де:  $\kappa_e$  – коефіцієнт, що враховує швидкість течії газу при різних значеннях ефективності газопроводу;

$\kappa_3$  – коефіцієнт, що враховує вплив профілю траси та діаметра труби на ступінь рівномірності розподілу забруднень по довжині газопроводу;

$\kappa_c$  – коефіцієнт сезонності, що враховує зміну кількості рідких забруднень в газопроводах впродовж року та вплив некондиційності газу, що транспортується;

$D, L$  – діаметр та довжина ділянки газопроводу, м;

$E$  – коефіцієнт гідравлічної ділянки газопроводу, частки одиниці.

Попередній метод дає змогу створити методику визначення кількості рідини у конкретному газопроводі, що має більшу точність та базується на різниці об'єму рідини до і після проведення операції з очищення.

$$V_p = \kappa (1 - E^{0,8}), \quad (2)$$

$$\kappa = \frac{\Delta V_p}{E_2^{0,8} - E_1^{0,8}},$$

де:  $\Delta V_p$  – різниця об'єму рідких забруднень до і після проведення операції з очищення діючого газопроводу, м<sup>3</sup>;

$E_1, E_2$  – коефіцієнт гідравлічної ефективності відповідно до і після проведення операції з очищення.

Окрім розглянутих вище методів, зроблена спроба визначення об'єму рідких забруднень аналітичним методом з врахуванням рельєфу траси та розглядання найбільш реальних процесів, що відбуваються у порожнині газопроводу. Даний метод базується на таких аспектах:

– наявність у газопроводі великої кількості рідини та рідких забруднень утворює двофазні газорідні суміші, гідравліка яких покладена в основу визначення їх об'ємів;

– в рельєфному газопроводі при невеликих числах Фруда для протікання газорідного потоку характерна циклічна зміна структур: на висхідних ділянках – пробкова структура, на низхідних – розділена, що, власне, і є ускладненням для визначення теоретичних залежностей, які описують подібну течію внаслідок того, що рух на низхідних та висхідних ділянках описується різними рівняннями;

– в результаті лабораторних та натурних досліджень встановлено, що рідина та рідкі забруднення в процесі експлуатації накопичуються на висхідних ділянках газопроводу, а для низхідних ділянок площа перетину труби, що зайнята рідкими забрудненнями, досить мала;

– на висхідних ділянках траси потенціальна енергія (втрати напору) розподіляється на подолання сил тертя газорідної суміші та гравітаційних сил. Енергія, потрібна для компенсації гравітаційних сил (втрати напору), значно більша від енергії, необхідної для подолання сил тертя до внутрішньої поверхні труби [3],

$$V_{забр} = \frac{\pi D^2}{4} \times \sum_{i=1}^{i=n} \frac{L^*}{H^*} \times \frac{(P_n^2 - P_k^2)(1 - E^2) - 2\gamma_2 \sum_{i=1}^{i=n} (H_i^- - H_i^+) \cdot P_{cp}}{2(\gamma_p - \gamma_2) P_{cp}}, \quad (3)$$

де:  $D$  – внутрішній діаметр газопроводу, см;

$L^*$  – довжина ділянки барботування, см;

$H^*$  – висота висхідної ділянки, см;

$P_n, P_k$  – відповідно початковий та кінцевий тиск на ділянці газопроводу, кгс/см<sup>2</sup>;

$P_{cp}$  – середній тиск на ділянці газопроводу, кгс/см<sup>2</sup>;

$E$  – коефіцієнт гідравлічної ефективності ділянки газопроводу, частки одиниці;

$\gamma_p, \gamma_2$  – відповідно питома вага газової та рідинної фази, кг/см<sup>3</sup>;

$H_i^+, H_i^-$  – висота відповідно висхідної та низхідної ділянок газопроводу, см.

Порівняємо результати визначення об'єму рідких забруднень за трьома останніми методами на прикладі промислових газопроводів Шебелинсько-Хрестищенської групи та магістрального газопроводу Шебелинка – Диканька – Київ Ду1200. В таблиці 1 наведено об'єми забруднень в різних ділянках газопроводу ШДК.

В таблиці 2 наведено порівняльну характеристику визначення об'єму забруднень в промислових газопроводах Хрестищенської групи ГKR.

Як видно з таблиць, об'єм забруднень, визначений за формулами (1) та (3), відрізняється лише на 20%, що пояснюється тим, що формула (1) передбачає рівномірний розподіл забруднень по довжині ділянки труби, враховуючи лише перепад висот між початковою та кінцевою точками ділянки. Так, наприклад, на ділян-

Таблиця 1 — Порівняльна характеристика визначення об'єму забруднень в МГ ШДК.

Назва ділянки газопроводу ШДК	Об'єм забруднень, м <sup>3</sup> , визначений згідно з формулами				
	1		2	3	
	до очищення	після очищення		до очищення	після очищення
Вихід Червонодінецької ДКС – кран 21Б (Ілазуновський вузол газопроводів)	286,76	153,62	181,97	142,41	74,12
Кран 21Б – кран після т. п.* Єфремівського ГКР (42,4 км)	1214,3	1068,18	7980,53	1421,32	1265,3
Кран на 42,4 км – т.п. Мелихівського ГКР	1882,3	1033,75	1115,54	793,52	434,49
Т.п. Мелихівського ГКР – т.п. відводу від Медведівського та Кегичівського ГКР	355,7	299,89	877,38	427,54	257,8
Т.п. відводу від Медведівського та Кегичівського ГКР – т.п. відводу до Хрестищенської ДКС	498,36	530,99	116,45	306,78	342,63
Т.п. відводу до Хрестищенської ДКС – вхід в Хрестищенську ДКС	347,38	272,63	990,24	362,68	259,58
Всього по газопроводу	4584,8	3359,06	11262,11	3454,25	2633,92
Розрахункова різниця об'єму забруднень до і після проведення очистки	1225,74		–	820,33	
Фактичний об'єм забруднень	600				

Примітка: т.п. – точка підключення.

Таблиця 2 — Порівняльна характеристика визначення об'єму забруднень в промислових газопроводах Хрестищенської групи ГКР

Назва промислового газопроводу	Об'єм забруднень, м <sup>3</sup> , визначений згідно з формулами*		
	1	2	3
Від Кегичівського ГКР – до т.п. відводу від Медведівського ГКР	209,93	204,833	225,6
Від Медведівського ГКР – до т.п. газопроводу від Кегичівського ГКР	43,47	69,893	51,72
Від Медведівського ГКР – до т.п. газопроводу ШДК	69,37	66,61	82,34
Від Розпашнівського ГКР до Хрестищенської ДКС	92,38	159,401	80,06

\* очищення промислових газопроводів методом створення швидкісних потоків не проводилась

ці – кран 21Б – кран після т. п. Єфремівського ГКР (42,4 км), загальною довжиною 42,4 км, є відповідно три висхідні та низхідні ділянки з різницею висот 82; 57,1 та 25 м, що, власне, не враховано при розрахунку об'єму за формулою (1). Накопичення рідини в понижених ділянках більш точно враховано формулою (3), що дає змогу оцінити реальний об'єм забруднень з похибкою приблизно 5-7% [3]. Недоліком формули (3) є те, що оцінити об'єм забруднень можна лише за наявності план-профілю траси газопроводу. Для газопроводів невеликої довжини результати обчислень за формулами (1) та (3) відрізняються незначно, тобто формулу (1) можна застосовувати для оціночного визначення об'єму забруднень газопроводів.

Порівнюючи розрахункові дані з фактичними за МГ ШДК (ділянка: Червонодінецька ДКС – Хрестищенська ДКС), можна побачити, що формули (1) і (3) дають похибки відповідно 51% та 27%.

Результати, отримані за формулою (2), дають велику похибку з таких причин: розрахунок проводився згідно з даними, отриманими після проведення попереднього очищення методом створення швидкісних потоків, і коефіцієнт гідравлічного опору змінювався в досить широких межах від 1 до більше ніж 30%; розрахунок проводився на основі різниці об'ємів рідинних забруднень, розрахованих за формулою (1), що одразу зумовлює похибку. Використання цієї формули можливе при проведенні

операції з очищення газопроводу методом пропуску очисного пристрою та наявності на підприємствах реальних даних про кількість зібраних забруднень.

Суттєво впливають на похибки в розрахунках за формулами (1) і (3) такі причини:

– метод очищення газопроводів шляхом створення швидкісного потоку газу є менш ефективним, ніж очищення пропуском очисного поршня, тобто (як видно з розрахунків) з деяких ділянок відкладення виносяться частково;

– з понижених ділянок великої протяжності відбувається мале винесення рідини або взагалі воно не має місця;

– кінцева ділянка стала певним “контейнером” для збору відкладень, що дало змогу збирати протягом декількох діб конденсат на Хрестищенській ДКС (даних про кількість зібраного конденсату немає).

Крім того, велика похибка загальноприйнятої формули (1) пояснюється тим, що розроблялась вона в середині 80-х років, і коефіцієнти розраховано для діючих газопроводів з тиском, більшим у 2-3 рази, ніж на газопроводах ШДК, ШПК, ЄДК; з врахуванням того, що тиск у газопроводах газотранспортної системи України зменшився, поправочні коефіцієнти потребують перерахунку.

Для більш точного визначення об'єму забруднень можна використати формулу (3), але

її застосування вимагає складання за допомогою трас газопроводів та топографічних мап план-профілів траси газопроводів (за умови їх наявності на підприємствах, що обслуговують газопровід) для визначення кількості висхідних та низхідних ділянок.

Таким чином, отримавши розрахунковим шляхом прогнозований об'єм забруднень в порожнині діючого газопроводу, можна визначити спосіб та технологію очищення газопроводу, а також підготувати необхідні контейнери та ємності (за видом, типом, об'ємом) для вивозу з метою їх утилізації або переробки.

### Література

1. Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. – М.: Недра, 1988. – 160 с.
2. Одишария Г.Э., Катушенко А.В. Гидравлический расчёт рельефных трубопроводов при незначительном содержании жидкости в потоке газа // Газовая промышленность. – М.:Недра, 1976. – С.42-43.
3. Капцов И.И., Розгонюк В.В. Оценка объёма отложений (загрязнений) для их утилизации при очистке газопроводов // Питання розвитку газової промисловості України. – Х.: УкрНДІгаз, 1998. – Вип. 25. – с.280-286.

УДК 622.248

## ОЦІНКА МІНІМАЛЬНО НЕОБХІДНОГО ТИСКУ В НАГНІТАЛЬНІЙ ЛІНІЇ БУРОВИХ НАСОСІВ ПІД ЧАС ЛІКВІДАЦІЇ ГАЗОНАФТОВОДОПРОЯВІВ МЕТОДОМ ПЛАВНОГО ГЛУШІННЯ

О.В.Лужаниця

ПВ УкрДГРІ, 36002, м. Полтава, вул. Фрунзе, 149, тел. (06452) 592579, 500874  
e-mail: public@ifdtung.if.ua

Приведена методика оценки минимально необходимого давления в нагнетательной линии буровых насосов при ликвидации проявлений методами плавного глушения в условиях неопределенности исходной информации. Рассмотрен пример расчета технологических параметров глушения проявлений.

The technique of an estimation minimal of indispensable pressure in a blowing line of mud pumps is adduced at liquidation of developments by methods of smoothly varying damping in conditions of uncertainty of an input information. The example of calculation of technological parameters of damping of developments is reviewed.

Технологія ліквідації ГНВП методом плавного глушіння зводиться, по суті, до управління гідродинамічною ситуацією у свердловині під час вмивання пачки флюїду, яка забезпечує виконання умови [1]

$$\begin{cases} p_{г.д.}(z_{пл.}) \geq p_{пл.} ; \\ p_{г.д.}(z_i) \leq p_{в.н.}(z_i) , \end{cases} \quad (1)$$

де:  $p_{г.д.}(z_{пл.})$  – гідродинамічний тиск у процесі ліквідації ГНВП на глибині залягання пласта, з якого відбувається проявлення  $z_{пл.}$ ;

$p_{пл.}$  – тиск у пласті, з якого відбувається проявлення;

$p_{г.д.}(z_i)$  – гідродинамічний тиск на глибині залягання схильного до поглинання пласта  $z_i$ ;

$p_{в.н.}(z_i)$  – тиск виникнення поглинання пласта на глибині  $z_i$ .

В умовах невизначеності вихідної інформації Бойко Р.В. [2] запропонував розглядати надійність гідродинамічної ситуації у свердловині при виконанні будь-якої операції шляхом виділення деякого інтервалу компромісу на можливій множині значень тиску, межі якого