

Тимків Д. Ф.,
Заєць В. О.,
Костів Я. В.

ГАЗОДИНАМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БАГАТОПЛАСТОВИХ ГАЗОСХОВИЩ (НА ПРИКЛАДІ ПРОЛЕТАРСЬКОГО)

В даній статті проведено аналіз роботи багатопластового підземного сховища газу, на основі якого зібрано практичний матеріал. Отримані дані покладені в основу розробки методики розрахунку технологічних показників експлуатації багатопластових газосховищ під час закачування і відбору газу.

Для розрахунків технологічних параметрів експлуатації та їх динаміки в процесі нагнітання (відбору) газу покладені наступні дані: максимальний пластовий тиск, мінімальний пластовий тиск, максимально допустима депресія.

Ключові слова: пластовий тиск, коефіцієнти фільтраційних опорів, депресія, добовий відбір газу, сумарний дебіт пластів.

1. Вступ

Одним із найважливіших технологічних елементів газотранспортної системи України, який забезпечує її надійну та безперебійну роботу, є створені на базі виснажених газових і газоконденсатних родовищ, водоносних пластів підземні сховища газу (ПСГ), розташовані в усіх нафтогазових провінціях країни на глибині від 400 до 2000 м.

З технічної точки зору ПСГ є надзвичайно складною системою, основними елементами якої є пласт-колектор, зв'язаний з поверхневим обладнанням свердловинами. Режими роботи цих об'єктів на відміну від газових родовищ нестабільні в часі, що ускладнює їх надійну експлуатацію.

Для вирішення проблем експлуатації ПСГ розробляються й упроваджуються нові технічні та технологічні рішення, спрямовані на оптимізацію умов створення й експлуатації підземних газових сховищ у водоносних малоамплітудних і горизонтальних пластах; багатопластових газових об'єктах шляхом регулювання об'ємів закачування та відбору газу; в багатопластових газових об'єктах методом перепуску газу в водоносних пластах шляхом підтримки чи вповільнення зниження пластового тиску; з додатковим вилученням конденсату. Подальший розвиток ПСГ в Україні неможливий без прогресу в наукових дослідженнях, основними з яких у найближчі роки мають стати:

- розробка оптимальних режимів експлуатації підземних ПСГ;
- розробка та впровадження ефективних дій щодо покращення роботи експлуатаційних свердловин і якісної очистки призабійної зони свердловин на основі диференційного підходу по об'єктам збереження.

Цим обґрунтовується актуальність проведеного дослідження.

2. Аналіз літературних даних

Режими роботи газосховищ визначають характер протікання газодинамічних процесів у пористому середовищі продуктивного горизонту, а його опір визначає розподіл тисків у пласті. Тому для досліджень гідрогазодинамічних процесів необхідно використати нестационарні моделі для розрахунку технологічних параметрів режимів роботи сховищ газу.

Даній проблемі присвячено велика кількість наукових праць, серед яких необхідно виділити наступні [1–12]. Авторами роботи [2] запропоновано і створено математичні моделі гідрогазодинамічних процесів в продуктивному горизонті ПСГ в водоносних структурах для умов пружного і водонапірного режиму.

Автори у статті [7] на основі аналітичних досліджень розглянули можливості і доцільності застосування спрощених математичних залежностей для розрахунків параметрів гідрогазодинамічних процесів в сховищі таких проблем, як: метод матеріального балансу для інвентаризації газу в ПСГ; граничні цикли підземних газосховищ; аналіз циклічного витиснення води газом з обліком фазових проникностей і стисливості газу; чисельні методи розрахунку спільної фільтрації газу і води.

У [10, 11] викладається розрахунок процесів витиснення води газом і газу водою при наявності між фазами явно вираженої границі газоводяного контакту. Розрахунки базуються на методі рухливих і переносних гідродинамічних джерел і стоків.

Роботи [3, 12] містять теорію і приклади практичних розрахунків параметрів підземних газосховищ, у тому числі, створюваних у водоносних пластах, а також дається послідовний виклад гідродинамічних питань — моделей, методів, алгоритмів розрахунку, аналітичних і чисельних методів, що мають безпосереднє відношення

до спорудження, запровадження в дію циклічної експлуатації підземних сховищ газу.

3. Об'єкт, мета та задачі дослідження

Об'єкт дослідження — режими роботи багатопластових газосховищ.

Мета дослідження — вивчення закономірностей протікання гідрогазодинамічних процесів в пористому середовищі та розробити математичну модель для визначення оптимальних газодинамічних технологічних показників при експлуатації багатопластових газосховищ.

Для реалізації мети сформульовано наступні такі задачі:

1. Зробити аналіз роботи існуючих багатопластових підземних сховищ газу, дослідити теоретичні передумови розробки методів моделювання багатопластових підземних сховищ газу.

2. Розробити математичну модель розрахунку оптимальних технологічних показників для їх ефективного використання.

3. Розвинути методи та способи підвищення ефективності роботи підземних сховищ газу.

4. Результати досліджень технологічних режимів роботи багатопластових газосховищ

До основних технологічних параметрів експлуатації ПСГ відноситься: об'єм газу, що зберігається, пластовий та робочий тиски, продуктивність «усередньої» свердловини газосховища, кількість експлуатаційних свердловин [1, 5].

Для розрахунків технологічних параметрів експлуатації та їх динаміки в процесі нагнітання (відбирання) газу покладені наступні дані.

Максимальний пластовий тиск визначався з урахуванням потужності існуючих газоперекачувальних агрегатів (ГПА) і можливості забезпечення необхідного робочого тиску на устях свердловин. По горизонті Б-5 максимальний пластовий тиск прийнятий на рівні 16,0 МПа, по горизонтах Б-9, Б-5+Б-9 — 16,3 МПа і відрізняється на вагу стовпа газу між ними.

Мінімальний пластовий тиск для горизонтів Б-5 і Б-9 прийнятий за результатами розробки з урахуванням забезпечення безводної експлуатації свердловин і безперешкодної подачі газу в газопровід-підключення в кінці сезону відбирання: по горизонті Б-5 — 7,5 МПа, по горизонті Б-9 — 7,7 МПа. При спільній експлуатації мінімальний пластовий тиск визначений як середньозважений по об'ємах буферного газу в горизонтах Б-5 і Б-9 і прийнятий єдиний для двох горизонтів на рівні 7,7 МПа.

Максимально допустима депресія прийнята за результатами розробки покладів, а коефіцієнти фільтраційних опорів — за результатами газодинамічних досліджень експлуатаційних свердловин горизонті Б-5.

Для розподілу активного об'єму газу по місяцях при його відбиранні чи закачуванні були прийняті коефіцієнти, які склалися при експлуатації ПСГ в горизонті М-7.

Основні вихідні дані для розрахунків технологічних параметрів наведені в табл. 1.

Таблиця 1

Вихідні дані для розрахунків

Параметри	Одиниці вимірювання	Значення по горизонтах		
		Б-5	Б-9	Б-5+Б-9
Максимальний пластовий тиск	МПа	16,0	16,30	16,3
Мінімальний пластовий тиск	МПа	7,5	7,7	7,7
Пластова температура	К	318	322,5	320
Середня температура газу в стовбурі свердловини	К	3043	306,2	305,5
Температура газу на усті свердловини	К	291		
Критична температура газу	К	198,6		
Критичний тиск газу	МПа	47,3		
Середня глибина спуску ліфтових труб	м	1680	1860	1680
Діаметр ліфтових труб	мм	89		
фільтраційних опорів «а»	—	8,98		
«б»	—	0,039		
Коефіцієнт гідравлічного опору свердловин	б/р	0,025		
Відносна густина газу по повітрю	б/р	0,6		
Гранична депресія	кгс/см ²	10,0		

4.1. Обґрунтування варіантів експлуатації ПСГ. *Варіант I.* Експлуатація ПСГ здійснюється тільки в горизонті Б-5 із загальним об'ємом зберігання 2250 млн. м³ газу, в т. ч. активний — 1250 млн. м³. Експлуатаційний фонд свердловин складає 76 одиниць.

Варіант II. Передбачає роздільну експлуатацію ПСГ в горизонтах Б-5 та Б-9. Загальний об'єм зберігання в горизонті Б-5 — 2250 млн. м³, в горизонті Б-9 — 2550 млн. м³ газу, в т. ч. активний — 1250 і 1400 млн. м³ відповідно. Експлуатаційний фонд свердловин: гор. Б-5 — 76 одиниць, гор. Б-9 — 86 одиниць.

Варіант III. Спільна експлуатація ПСГ в горизонтах Б-5+Б-9 через єдину сітку свердловин (162 одиниці) в діапазоні пластових тисків: максимального — 16,3 МПа та мінімального — 7,7 МПа, з активним об'ємом газу в ПСГ 2650 млн. м³, при загальному об'ємі зберігання 4800 млн. м³.

Розрахунки основних технологічних параметрів експлуатації ПСГ окремо в горизонтах Б-5 і Б-9, створених у виснажених газоконденсатних покладах при газовому режимі, виконані методом послідовної зміни стаціонарних умов, що полягає у спільному розв'язуванні системи рівнянь, а саме рівняння матеріального балансу, припливу газу до вибою «середньої» свердловини, руху газу по стовбуру свердловини.

На основі вхідних даних про роботу газосховища і для їх обробки розроблена методика. В її основу були покладені методи розрахунку показників роботи багатопластового родовища газу при рівномірному розміщенні свердловин.

Розроблена методика застосовується до умов експлуатації підземного газосховища при газовому режимі, створеного в двох пластах, геологопромислові характеристики яких дуже подібні, з початковими пластовими тисками, що відрізняються висотою стовпа газу, укладеного між двома пластами.

При цьому основною умовою відбору (нагнітання) вважається зниження (збільшення) пластового тиску кожного пласта пропорційно об'ємам газу в ньому.

Якщо розглядати процес притоку газу до вибою, як послідовну зміну стаціонарних умов, то кількісне визначення пластових і остьових тисків, дебітів свердловин і кількості експлуатаційних свердловин зводиться до розв'язання наступної системи рівнянь.

Закон падіння тиску в пластах в залежності від об'єму відбору газу визначається рівняннями [6]:

$$P_{1i} = P_1^{\max} \left(1 - \frac{\int q_{1i} n_i dt}{Q_1} \right), \quad (1)$$

$$P_{2i} = P_2^{\max} \left(1 - \frac{\int q_{2i} n_i dt}{Q_2} \right), \quad (2)$$

де P_1^{\max} і P_2^{\max} — максимальний пластовий тиск в обох пластах, кгс/см²; P_{1i} і P_{2i} — середній пластовий тиск в першому і другому пласті, для кроку часу і що розглядається, МПа; q_{1i} і q_{2i} — дебіти пластів, що змінюються в залежності від тиску, тис. м³/доб; Q_1 і Q_2 — сумарні об'єми газу що зберігається в кожному пласті, млн. м³; n_i — кількість свердловин, од.

Сумарний дебет пласта при умові постійної депресії на обидва горизонти визначається рівнянням:

$$q_i = \frac{\sqrt{A + 4\Delta P B (2P_0 - \Delta P)} - A}{2B}, \quad (3)$$

де q_i — сумарний дебет що змінюється, тис. м³/доб; A і B — коефіцієнти, які виражаються через коефіцієнти фільтраційного опору a_j і θ_j :

$$A = \frac{\sum a_j}{\left(\sum \sqrt{\frac{1}{\theta_j}} \right)^2}; \quad B = \frac{1}{\left(\sum \sqrt{\frac{1}{\theta_j}} \right)^2}; \quad j = 1, 2.$$

Залежність числа свердловин від постійного добового відбору і сумарного дебету, що змінюється, виражається співвідношенням:

$$n_i = \frac{Q_{\text{хр}}^{\text{доб}}}{q_i}, \quad (4)$$

де $Q_{\text{хр}}^{\text{доб}}$ — задана добова продуктивність при відборі, млн. м³.

Залежність устьового тиску від сумарного дебиту і середньозваженого по об'ємах пластового тиску виражається рівнянням:

$$P_{yi} = \sqrt{\frac{P_{0i}^2 - Aq_i - (\Theta_{\text{сп}} + B)q_i^2}{e^{2S_{\text{сп}}}}}, \quad (5)$$

де P_{yi} — тиск на усті свердловин, кгс/см².

Залежність дебиту нижнього горизонту від пластового тиску в цьому горизонті і тиску на усті свердловини визначається співвідношенням:

$$q_{2i} = \frac{\sqrt{a_2^2 + 4(\theta_2 + \Theta_2)(P_{2i}^2 - P_{yi}^2 e^{2S_2})} - a_2}{2(\theta_2 + \Theta_2)}. \quad (6)$$

Зв'язок між дебітами двох горизонтів і сумарним дебітом виражається рівнянням:

$$q_{1i} = q_i - q_{2i}. \quad (7)$$

Методика розрахунку зводиться до числового інтегрування системи рівнянь (1)–(7).

Весь час відбору газу розбивається на окремі інтервали часу: $\Delta t_1, \Delta t_2 \dots \Delta t_i$.

Задаємося постійною депресією і початковим середньозваженим тиском і за формулою (3) визначаємо сумарний дебіт по двох горизонтах. За формулою (6) і (7) з врахуванням (5) розраховуємо початкові дебіти по кожному горизонту.

Знаючи постійний добовий відбір газу і сумарний дебіт пластів, за формулою (4) визначаємо кількість свердловин.

Рахуючи на протязі першого інтервалу часу дебіти по кожному пласту постійними, визначаємо сумарну кількість газу, відібрану з них. Для першого горизонту (Б-5) це буде $q_1, n_1, \Delta t_1$ для другого (Б-9) — $q_2, n_2, \Delta t_1$.

Підставляючи в рівняння (1) і (2) сумарні кількості газу, відібрані з кожного пласта, знаходимо в них пластовий тиск до кінця першого інтервалу часу.

При розрахунку наступного інтервалу часу, вважаючи отримані тиски P_1 і P_2 початковими, повторюємо розрахунки для другого інтервалу часу.

Продовжуючи такі розрахунки для наступних інтервалів часу, в результаті отримуємо зміни дебетів в часі, кількості свердловин і середніх пластових тисків.

Процес нагнітання газу розглядаємо так, як послідовну зміну стаціонарних умов. Тоді кількісне визначення пластових і остьових тисків, приймальність пластів описується наступною системою рівнянь.

Закон зростання тиску в пластах в залежності від об'єму закачаного газу визначають рівняннями [7]:

$$P'_{1i} = P_1^{\min} \left(1 + \frac{\int q'_{1i} n'_i dt}{Q_{1\text{буф}}} \right), \quad (8)$$

$$P'_{2i} = P_2^{\min} \left(1 + \frac{\int q'_{2i} n'_i dt}{Q_{2\text{буф}}} \right), \quad (9)$$

де P_1^{\min} і P_2^{\min} — мінімальний пластовий тиск в обох пластах, МПа; P'_{1i}, P'_{2i} — середні пластові МПа; $Q_{1\text{буф}}, Q_{2\text{буф}}$ — буферні об'єми газу в пласті, млн. м³; q'_{1i}, q'_{2i} — приймальність пластів, тис. м³/доб.:

$$q'_{1i} + q'_{2i} = q' - \text{const}. \quad (10)$$

Приймальність пластів в одній свердловині в залежності від зміни пластових і устьових тисків визначається за рівняннями:

$$q'_{1i} = \frac{\sqrt{a_1^2 + 4(\theta_1 + \Theta_2)((P'_{1i})^2 - P_y^2 e^{2S_2})} - a_1}{2(\theta_1 + \Theta_2)}, \quad (11)$$

$$q'_{2i} = \frac{\sqrt{a_2^2 + 4(\theta_2 + \Theta_2)((P'_{2i})^2 - P_y^2 e^{2S_2})} - a_2}{2(\theta_2 + \Theta_2)}. \quad (12)$$

Задаємося постійною витратою газу по свердловині на весь період нагнітання, і з рівнянь (10), (11) і (12) визначаємо залежність приймальності нижнього горизонту Б-9 від значень пластових тисків по двох горизонтах. Далі розрахунок нагнітання ведеться, так як і для відбирання.

4.2. Результати розрахунків. Варіант I. Згідно з розрахунками нагнітання активного об'єму газу в горизонт Б-5 в розмірі 1250 млн. м³ проводиться терміном 155 діб (травень-жовтень).

Сезон нагнітання газу починається при пластовому тиску 7,5 МПа. Ця величина досягається на протязі 25 діб нейтрального періоду після відбирання газу. На кінець сезону закачування пластовий тиск в покладі зростає до 16,1 МПа.

При нагнітанні газу в травні-вересні середньомісячна продуктивність утримується на рівні 8,0–9,0 млн. м³/добу, а у жовтні – 4,62 млн. м³/добу. Нагнітання ведеться при режимі постійного розходу газу по «середній» свердловині 130,0 тис. м³/добу в травні-вересні та 77,94 тис. м³/добу в жовтні. Тиск нагнітання на ості «середньої» свердловини буде коливатися від 8,25 МПа на початку сезону до 15,6 МПа в кінці його. При цьому, репресія на пласт буде змінюватися в межах 0,29–0,99 МПа. Для закачування активного об'єму газу та забезпечення продуктивності ПСГ мінімальною необхідною кількістю свердловин складатиме 62–69 одиниць в перші п'ять місяців та 59 одиниць – в останній місяць.

Після сезону закачування газу передбачається нейтральний період терміном 8 діб. За цей час очікується падіння пластового тиску в зоні нагнітання за рахунок розподілу газу по покладу на 0,03 МПа.

Сезон відбирання газу починається при пластовому тиску 16,0 МПа і триватиме 155 діб (жовтень-березень).

Відбирання газу ведеться при режимі постійної депресії: 0,8 МПа – в жовтні-грудні, 0,9 МПа – січні-лютому і 0,7 МПа на кінець відбору в березні. Середньомісячна продуктивність ПСГ утримується на рівні від 10,0 млн. м³/добу спочатку сезону до 5,2 млн. м³/добу в кінці його. Для її забезпечення потрібно буде від 60 до 73 свердловин. В перші 102 доби із газосховища відбирається 72 % активного об'єму газу (900 млн. м³).

В останні 53 доби (лютий-березень) середньомісячна продуктивність буде на рівні 5,2–7,86 млн. м³/добу. Відбір газу складе 28 % від загального активного об'єму (350 млн. м³).

Дебіт «середньої» свердловини в часі буде змінюватися від 157,61 тис. м³/добу спочатку сезону до 81,02 тис. м³/добу в кінці. Робочий тиск на усті «середньої» свердловини буде коливатися від 13,86 до 6,5 МПа.

Максимальна продуктивність ПСГ, у випадку одночасного використання всього експлуатаційного фонду

свердловин горизонту Б-5 в кількості 76 одиниць, може скласти від 11,98 до 6,16 млн. м³/добу.

Відбирання активного об'єму газу в кількості 1250 млн. м³ призведе до зниження пластового тиску в покладі з 16,0 до 7,4 МПа.

5. Обговорення результатів досліджень технологічних режимів роботи багатопластових газосховищ

Розроблена методика дозволяє оптимізувати технологічні показники режимів експлуатації багатопластових газосховищ під час закачування газу, а також стабілізувати його при відбиранні в пікових загрузках. Це приводить до раціонального використання обладнання, яке забезпечує технологічні процеси в газосховищах і продовжить термін їх безаварійної роботи. Дану методику можна використовувати для всіх типів підземних сховищ газу.

6. Висновки

1. На основі аналізу даних про експлуатаційні режими роботи багато пластових газосховищ і на основі отриманих результатів розроблено методику.
2. Математична модель розрахунку показала, що при нагнітанні газу в газосховища необхідно створювати тиски, вищі за робочі на 10 % від пластового тиску.
3. Для підвищення ефективності при тиску нагнітання, меншому від пластового на 10 %, необхідно підключатися до іншого магістрального газопроводу.

Література

1. Грудз, В. Я. Обслуговування і ремонт газопроводів [Текст] / В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків, В. Б. Михалків, В. В. Костів. – Івано-Франківськ: Лілея – НВ, 2009. – 711 с.
2. Грудз, В. Я. Методология оптимизации эксплуатации оборудования магистральных газопроводов в условиях неполной информации [Текст] / В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків // Материалы 13 Международной конференции «Новые методы и технологии в нефтяной геологии, добыче, бурении, эксплуатации газоснабжения». – Краков, 2002. – Т. 2.
3. Грудз, В. Я. Оптимізація використання підземних сховищ газу для забезпечення надійності газопостачання [Текст] / В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків, Р. Я. Шимко // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія «Транспорт і зберігання нафти і газу». – 2001. – Вип. 38. – С. 83–86.
4. Лурье, М. В. Механика подземного хранения газа в водоносных грунтах [Текст] / М. В. Лурье. – М.: ГУП Изд. «Нефть и газ» РУНГ им. И. М. Губкина, 2001. – 350 с.
5. Хейн, А. Л. Газодинамические расчеты ПХГ [Текст] / А. Л. Хейн. – М.: Недра, 1968. – 314 с.
6. Чарный, И. А. Подземная газогидродинамика [Текст] / И. А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
7. Шимко, Р. Я. Моделирование нестационарного газодинамического процесса в ПСГ за умов пружного режиму закачки газу [Текст] / Р. Я. Шимко, В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків, Я. В. Грудз // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 2(3). – С. 52–53.
8. Foo, D. A New Method of Calculating Reservoir Pressure in Real Time [Electronic resource] / D. Foo // SPE Gas Technology Symposium, 30 April-2 May 2002, Calgary, Alberta, Canada. – Society of Petroleum Engineers (SPE), 2002. – Available at: \www/URL: http://dx.doi.org/10.2118/75527-ms
9. Коротаев, Ю. П. Эксплуатация газовых скважин [Текст] / Ю. П. Коротаев, А. П. Полянский. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 383 с.
10. Molenda, J. Gaz ziemny [Text] / J. Molenda. – Katowice: Slask, 1974. – 470 p.

11. Romanov, A. S. Gas/Oil Reservoir Pressure Maintenance by Way of Gas Injection (Russian) [Electronic resource] / A. S. Romanov, E. F. Zolnikova // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28–30 October 2008, Moscow, Russia. — Society of Petroleum Engineers (SPE), 2008. — Available at: \www/URL: <http://doi.org/10.2118/117426-ru>
12. Romanov, A. S. Maintenance of Reservoir Pressure In Gas And Oil Deposit By Gas Injection [Electronic resource] / A. S. Romanov, E. F. Zolnikova // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28–30 October 2008, Moscow, Russia. — Society of Petroleum Engineers (SPE), 2008. — Available at: \www/URL: <http://dx.doi.org/10.2118/117426-ms>

ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ГАЗОХРАНИЛИЩ (НА ПРИМЕРЕ ПРОЛЕТАРСКОГО)

В данной статье проведен анализ работы многопластового подземного хранилища газа, на основании которого собран практический материал. Полученные данные положены в основу разработки методики расчета технологических показателей эксплуатации многопластовых газохранилищ во время закачки и отбора газа.

Для расчета технологических параметров эксплуатации и их динамики в процессе нагнетания (отбора) газа отобраны следующие данные: максимальное пластовое давление, минимальное пластовое давление, максимально допустимая депрессия.

Ключевые слова: пластовое давление, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, депрессия, суточный отбор газа, суммарный дебит пластов.

Тимків Дмитро Федорович, доктор технічних наук, професор, кафедра інформатики, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна.

Заець Віктор Олександрович, кандидат технічних наук, НАК «Нафтогаз України», Київ, Україна, e-mail: zalis35@i.ua.

Костів Ярослава Василівна, аспірант, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна.

Тымкив Дмитрий Федорович, доктор технических наук, профессор, Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Украина.

Заець Виктор Александрович, кандидат технических наук, НАК «Нафтогаз Украины», Киев, Украина.

Костив Ярослава Васильевна, аспирант, Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Украина.

Tymkiv Dmitry, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ukraine.

Zaets Victor, National Joint-Stock Company «Naftogaz of Ukraine», Kyiv, Ukraine, e-mail: zalis35@i.ua.

Kostiv Yaroslava, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ukraine

УДК 543.082

DOI: 10.15587/2312-8372.2016.71766

Корнієнко Д. Г.

ВДОСКОНАЛЕННЯ СТРУКТУРНИХ СХЕМ ПОБУДОВИ ОПТИЧНИХ ВИМІРЮВАЧІВ ПИЛУ

Представлена класифікація методів вимірювання пилу: фотометричний, трибоелектричний, індукційний, ультразвуковий, електродинамічний, гравіметричний. Розглянуто структурні схеми оптичних пиломірів одноканальних, двоканальних, стаціонарних переносних, особливості застосування, технічні характеристики. Обґрунтовано вибір структурної побудови пиломіра залежно від діапазону концентрації пилу. Запропоновано застосування інваріантних схем побудови вимірювачів пилу: гравіметричних і оптичних з застосуванням фізичних еквівалентів.

Ключові слова: пил, частинка, пиломір, повітря, метод, детектор, вимірювач, оптика, фотометр, гравіметрія.

1. Вступ

Основним компонентом, як організованих, так і не організованих джерел викидів димових труб у промисловості і енергетиці є пил. Пил — тверді суспендовані частинки — це узагальнена назва широкого кола речовин, що надходять у повітря при технологічних виробничих процесах в шахтах, цементних заводах, нафтопереробці, елеваторах, деревообробних комбінатах, сміттєспалюванні, металообробці, перевалці сипучих вантажів і т. д. Більшість видів пилу виникає в результаті процесів, пов'язаних з обробкою матеріалів (різання, шліфування і т. п.), їх сортуванням та транспортуванням (навантаження, розвантаження і т. п.). Залежно від матеріалу, з якого пил утворений, він може бути органічний та неорганічний. У свою

чергу органічний пил буває рослинного (деревина, бавовна, борошно, тютюн, чай і т. д.) і тваринного (вовна, кістки та і ін.) походження. Неорганічний пил підрозділяється на мінеральний (кварцевий, цементний та ін.) і металевий (сталь, чавун, мідь, алюміній). Пил приводить до погіршення здоров'я населення, виводить з ладу технологічне обладнання, приводить до виникнення вибухонебезпечних ситуацій. Викиди пилу жорстко нормуються, як для конкретних технологічних виробництв, так і діють ГДК пилу в атмосферному повітрі [1]. Відповідно за наявності нормативів, необхідний постійний контроль пилу у викидах промислових підприємств і атмосферному повітрі інструментальними засобами контролю — вимірювачами пилу (пиломірами), що і обґрунтовує актуальність проведеного дослідження.