

трубопроводу описується системою диференціальних рівнянь руху, нерозривності та енергії. Крім того, для стінки трубопроводу та ґрунту використовувались двомірні рівняння теплопровідності.

Вивчення перехідних процесів у газопроводах проводили шляхом аналізу чисельних розв'язків математичної моделі газодинамічних процесів. Розрахунки проводили при різних значеннях параметрів перекачування. Нестационарні процеси в газопроводі при різних об'ємах перекачування зіставлені між собою за критерієм нестационарності режиму руху [4].

Аналіз результатів показав, що граничну межу, при якій у модель процесу необхідно проводити розрахунок з врахуванням нестационарності, можна задати критерієм нестационарності  $N_{гр} = 3,5$  [2]. Якщо для заданого процесу  $N \leq N_{гр}$ , то нестационарність процесу може не враховуватись.

Для досліджень вибиралися дані з експлуатації системи газопроводів на протязі 1986...2015 р.р., при зміні ступеня завантаження системи газопроводів від 1,08 у 1988 р. до 0,1 січні у 2008 р. коли транзит газу територією України припинявся повністю. В результаті досліджень встановлено взаємозв'язок між коефіцієнтом завантаження і нестационарністю газодинамічного процесу.

Для наглядності введено поняття відносного коефіцієнта нестационарності  $N_v = N/N_{гр}$ . Тоді відносний граничний коефіцієнт нестационарності рівний 1. В нашому випадку граничному коефіцієнту нестационарності відповідає завантаження 0,524. Отже при завантаженні газопроводу менше 0,524 нестационарність течії газу можна не враховувати, що значно спрощує розрахунки режимів роботи.

#### Список літератури

- 1 Інтернет-ресурс. <http://mpe.kmu.gov.ua/>
- 2 Режим газотранспортних систем / Є.І.Яковлев, О.С.Казак, В.Б.Михалків, Д.Ф.Тимків, В.Я.Грудз. - Львів: Світ, 1992. - 170 с.
- 3 Трубопровідний транспорт газу/М.П.Ковало, В.Я.Грудз, В.Б.Михалків та ін. - Київ:- АренаЕКО, - 2002. - 600 с.
- 4 Інтернет ресурс: [http://uk.wikipedia.org/wiki/Газотранспортна\\_система\\_України](http://uk.wikipedia.org/wiki/Газотранспортна_система_України)
- 5 Растрингін Л.А. Введение в идентификацию объектов управления / Л.А.Растрингін, Н.Е.Маджаров. - М.: Энергия, 1977. - 216 с.: ил.

## **МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РУХУ ГАЗОРІДИННИХ СУМІШЕЙ ПРИ ЗАБРУДНЕННІ ТРУБОПРОВОДУ**

**Горін П. В.**

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, [informatik@nung.edu.ua](mailto:informatik@nung.edu.ua)*

Вибір оптимального способу очистки систем збору і транспортування нафтогазопромислової продукції є актуальним як на стадії проектування так і на стадії експлуатації цих систем для родовищ. Це пов'язано із металоємністю конструкції і відповідними капіталовкладеннями. Аналіз зібраних даних при експлуатації родовищ дає змогу виділити два основних типи способів відведення забруднень з порожнини нафтогазопроводів:

- постійної дії (пристрій, що встановлено на трубопроводі і який працює в квазістационарному режимі приймання і відведення забруднень, і за принципом дії і технологічним процесом подібний до експлуатації сепараторів на УКПН і УКПГ;

- періодичної дії (заходи і пристрої спрямовані на періодичне видалення забруднень з порожнини трубопроводів по мірі їх накопичення).

Відповідно до технології збір нафтогазопромислової продукції свердловин здійснюється промисловими трубопроводами, до складу яких на нафтогазових і газоконденсатних родовищах входять шлейфи свердловин, призначені для транспортування нафти, газу і газового конденсату від свердловин родовищ до установок збору і підготовки нафти і газу. Розрблені вимоги розповсюджуються на ці трубопроводи в частині виконання гідравлічних розрахунків. Згідно з ними гідравлічні розрахунки виконують для:

- газопроводів, що транспортують природний газ в однофазовому стані;

- трубопроводів, що транспортують газорідинні суміші (двофазовий потік)

Визначення меж переходів між структурами потоку не нормується. Виходячи з аналізу науково-технічної інформації визначення меж переходу між структурами потоку основним вимагає розрахунку критеріїв подібності (числа Фруда та Рейнольдса) та об'ємного газозмісту.

Фактично об'ємний газ показує відсоток газу в газорідинному потоці відносно об'єму газорідинної суміші:  $\varphi_{\beta} = Q_{\text{газ}} / (Q_{\text{газ}} + Q_{\text{рід}})$ , тому для однофазових газових потоків він буде сягати 1, для однофазових рідинних прямуватиме до 0, для двофазових (за результатами практичних досліджень знаходитиметься в межах 0,6-0,99). За цим коефіцієнтом обирають однорідність суміші, але лише після визначення його дійсного значення представленого в алгоритмі нижче.

Отже першим кроком у виборі оптимального методу очистки шлейфів свердловин і промислових трубопроводів є оцінка структури потоку на основі аналізу швидкісного режиму експлуатації.

Якщо шлейфи транспортують потік непідготовленого газу в однофазному стані із дуже незначним вмістом рідини, яка, внаслідок високих швидкостей газу, диспергується в газовому потоці у вигляді дрібнодисперсних крапель, то констатують, що такий режим течії є типовим для газопроводів, що транспортують газ із зваженою в його потоці рідиною в однофазовому стані. Гідравлічний розрахунок таких газопроводів необхідно проводити відповідно до рельєфу місцевості, якою вони прокладені:

- для рівнинних газопроводів (перепад висот між суміжними точками газопроводу менше 100 м) із деталюванням розрахунку згідно з вимогам;

- для рельєфних газопроводів (перепад висот більше 100 м) – за методикою проектування промислових сталевих труб.

Другим етапом є аналіз трас прокладання шлейфів, газопроводів, трубопроводів для сумісного збору і транспортування нафти, газу і води, використовуючи будь-який доступний GIS-ресурс: від Google Earth до топографічних карт М 1:100000.

Останній крок – це гідравлічний розрахунок, який має підтвердити наявність забруднень на певній ділянці газозбірної системи, оцінити її якісний і кількісний склад.

Мінімальний набір вихідних даних для виконання гідравлічних розрахунків для вибору оптимального методу очищення трубопроводів наступний:

- технічна характеристика шлейфів свердловин;
- дані газоконденсатних досліджень (компонентний склад природного газу, густина при стандартних умовах);
- дані технологічних режимів (тиск, температура природного газу в контрольних точках, дебіт свердловин, газоконденсатний і газоводяний фактори);
- термін обслуговування нафтогазозбірної системи для трубопроводів «зрілих» родовищ;
- при проектуванні нових родовищ для нових труб малого діаметру рекомендовано приймати коефіцієнти еквівалентної шорсткості на рівні 0,015.