

кости природного газа [6] и расчетными данными о вязкости метана [6].

Поскольку динамическая вязкость является вспомогательным параметром, необходимым для расчета числа Рейнольдса, и влияние погрешности расчета расхода достаточно мало, то рассмотренная методика может быть применена в задачах учета природного газа.

Представленные параметры лишь дополняют нормативную базу учета газопотребления и дают возможность строить на их основе узлы коммерческого учета природного газа.

Проблема экономии природного газа как одного из основных энергоносителей не может быть решена без надежного и точного его учета.

С целью эффективного использования природного газа, экономии его ресурсов, уменьшения ценового давления на потребителей необходимо решать вопросы влияния термодинамических характеристик, состава газа, внешних условий на состояние газообразного топлива.

1. Пистун Е.П. Облік та економія природного газу // Нафта і газова промисловість. – 2000. – №2. – С.43-47.

2. Гончарук М.И. Анализ причин потерь природного газа // Нафта і газова промисловість. – 2003. – №1. – С.51-53.

3. Строй А.Ф., Ковальов О.В. Комерційні витрати газу та шляхи їх скорочення // Нафта і газова промисловість. – 2000. – №6. – С.49-51.

4. Истомин В.А. Влагомеры конденсационного типа // Газовая промышленность. – 2000. – № 12. – С.12-14.

5. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 53 с.

6. Методика измерений объема газа, который подается потребителям на АГНКС. – Харьков, 1996. – 32 с.

7. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. – М.: Недра, 1984. – 264 с.

8. Загорученко В.А. Вязкость природных газов и их основных компонентов // Теплофизические свойства веществ и материалов. Вып.24. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – С.19-23.

9. Голубев И.Ф., Гнездилов Н.И. Вязкость газовых смесей. – М.: Изд-во стандартов, 1971. – 267 с.

Получено 18.09.2008

УДК 622.691.4

І.І.КАПЦОВ, д-р техн. наук, І.М.РУЗІНА, А.В.СОБОЛЄВА
Український науково-дослідний інститут природних газів, м.Харків

ФІЗИКО-ХІМІЧНИЙ АНАЛІЗ НАКОПИЧЕНЬ В ПОРОЖНИНІ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВІДУ

Аналізуються склад і фізичні властивості накопичень у внутрішній порожнині газопроводу. Виконано регресійний аналіз з метою оцінки кореляційної залежності фізи-

ко-хімічних властивостей накопичень від відстані до компресорної станції газопроводу та від часу.

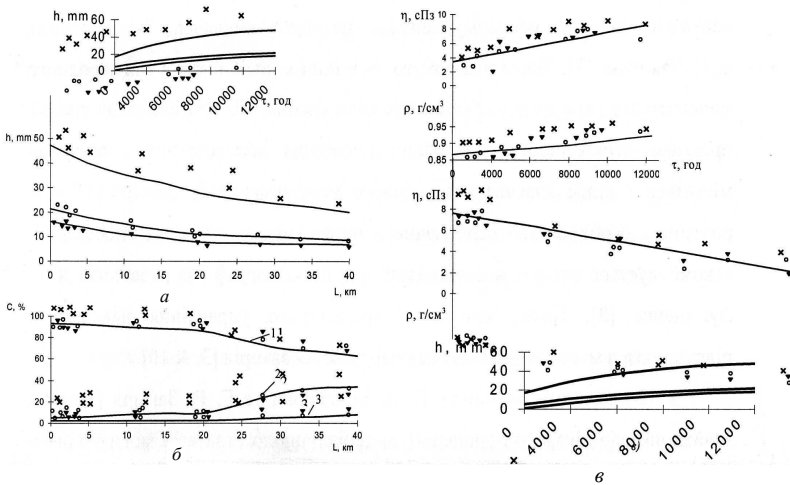
Аналіз робіт [1-3] показав, що значних проблем в експлуатації магістральних газопроводів завдають різного роду накопичення. Мета нашого дослідження – аналіз складу і фізичних властивостей накопичень у внутрішній порожнині газопроводу на основі фізико-хімічних операцій над пробами, які були відібрані з порожнини газопроводів “Уренгой - Помари - Ужгород”, “Союз” і “Братерство” на ділянках УМГ “Прикарпаттрансгаз” у моменти аварій або приєднань газопроводів на лінійній частині. Крім того, проби рідини відбирали з конденсатозбірників у момент їх продувки.

За зовнішнім виглядом накопичення в порожнині газопроводів можна розділити на дві групи: рідкі малов’язкі накопичення, складені в основному газовим конденсатом і водою, та високов’язкі застигаючі смолисті накопичення. Накопичення першої групи спостерігали в порожнині газопроводів на значній відстані від виходу компресорної станції (КС) (понад 25 км), що дозволяє зробити припущення про їх походження. Аналіз вологості транспортованих газів показує, що ці накопичення випадають на відмітці, де досягається точка роси перекачуваного газу по воді і вуглеводню. Отже, до складу цих накопичень входить газовий конденсат, складений тяжкими вуглеводнями, які випали з газу, і вода. Після тривалого відстою проби спостерігали границю розділу між газовим конденсатом і водою. Співвідношення між конденсатом і водою в рамках проби коливались у широких межах. Відносна густина цих продуктів по воді при нормальних умовах коливалась у межах від 0,86 до 0,88. Динамічна в’язкість, яку вимірювали капілярним віскозиметром, коливалась у межах 1-5 сПз. Визначити статичну залежність між фізичними властивостями цієї групи накопичень і параметрами газопроводу було неможливо, оскільки для будь-яких регресивних побудов коефіцієнт кореляції був близький до нуля.

Високов’язкі застигаючі накопичення спостерігаються на незначних відстанях від КС і являють собою речовину, яка схожа на консистентні мастила нафтового походження. В трубопроводі вони знаходяться в малорухомому вигляді, займаючи частину труби серпоподібного перерізу з максимальною товщиною біля нижньої утворюючої. Максимальну товщину накопичень вимірювали за допомогою щупа в непорушеному стані. Результати вимірювань наведені на рисунку (а). Відносна густина цих продуктів по воді при нормальних умовах коливалась у межах від 0,88 до 0,95, а динамічна в’язкість – у межах 5-9 сПз.

Метою хімічного аналізу відібраних проб в’язкої рідини з порож-

нини газопроводу було визначити характер походження кожного виду забруднень в порожнині труб. Хімічний аналіз виконували методами спектрального аналізу за допомогою хіманалізатора SPECORD. Аналіз проводили в трьох напрямках: вміст органічних речовин, вміст мінеральних солей і вміст металів. Крім того, за допомогою РН-метра визначали кислотність середовища. Результати аналізів наведено на рисунку (б).



▲ – Уренгой - Помари - Ужгород; ● – Союз; х – Братерство

Розподіл відкладів у порожнині трубопроводу по довжині і в часі та фізико-хімічні властивості:

- 1 – відсотковий вміст вуглеводнів; 2 – відсотковий вміст солей;
- 3 – відсотковий вміст металів;

a – зміна товщини відкладів у часі і по довжині газопроводу; *б* – зміна вмісту вуглеводнів, солей і металів у відкладах по довжині газопроводу; *в* – зміна густини і в'язкості відкладів у часі і по довжині газопроводу.

Як видно з графіків (рисунок (б)), хімічний склад речовини залишається майже постійним від початку ділянки (після крана 20) і 20 км траси в відкладах переважають сполуки органічного характеру, а відсотковий вміст металів і солей незначний. При більш значних відстанях від КС (приблизно 30-40 км) відсотковий вміст органіки починає падати, а металів і солей – зростати.

Наявність переважаючого вмісту органіки в пробах і їх максимальна товщина на початку ділянки (після виходу КС) підтверджує, що цей тип накопичень попадає в трубопровід з маслом, яке виноситься

газом з нагнітачів. Утворене в газопроводі кисле середовище сприяє корозійним процесам, у результаті чого в пробах спостерігаються включення металів. Неорганічні солі, очевидно, утворюються в результаті наявності пилу в газовому потоці.

До фізичних властивостей, які характеризують забруднення в порожнині газопроводів, відносяться густина і в'язкість. Ці величини визначали з урахуванням їх залежності від температури.

Густину визначали методом зважування проб при температурах 40 і 60 °С. Об'єм проби (50 мл) вимірювали за допомогою циліндра і зважували при певній температурі на аналітичних вагах.

Залежність густини від температури визначали за рівнянням

$$\rho_t = \rho_{t_0} (1 + \alpha(t - t_0)),$$

де ρ_t – густина проби при температурі t ; ρ_{t_0} – густина проби при температурі t_0 ; α – температурна поправка.

За допомогою цієї залежності визначали густину проб при температурі 20 °С, значення якої наведено на рисунку (в).

Динамічний коефіцієнт в'язкості при різних температурах (40 і 60 °С) визначали на ротаційному віскозиметрі з термостатом.

Максимальна товщина відкладів як функція відстані і часу носить експоненціальний характер, причому із збільшенням часу експлуатації газопроводу товщина відкладів зростає, а з віддаленням від КС – зменшується. У зв'язку з цим була вибрана така математична модель залежності товщини відкладів від відстані:

$$h = h_0 \exp(\alpha \bar{x} + \beta \bar{t}).$$

Тут h_0 – початкова товщина відкладів; α , β – коефіцієнти кореляції; \bar{x} , \bar{t} – відповідно відносні значення лінійної координати і часу

$$\bar{x} = x/L, \quad \bar{t} = t/T,$$

де x , t – відповідно значення лінійної координати і часу; L – відстань між КС (довжина ділянки); T – період експлуатації газопроводу.

Обробляючи отримані дані методами регресивного аналізу, було отримано математичні моделі для різних газопроводів:

для газопроводу “Уренгой - Помари - Ужгород”

$$h = 16 \exp(-4,7\bar{x} + 0,9\bar{t});$$

для газопроводу “Союз”

$$h = 21 \exp(-5,7\bar{x} + 0,06);$$

для газопроводу “Братерство”

$$h = 46 \exp(-8,7\bar{x} + 0,5\bar{t}).$$

Співвідношення значень h для вказаних газопроводів складає 46:21:16, що відповідає співвідношенням втрат масла з нагнітачів відповідно по КС Долина-1, КС Богородчани-21 і КС Богородчани-39, які склали 190,3; 85,6; 65,7. Це підтверджує висновок про те, що в'язкі рідкі накопичення на початку ділянок газопроводів утворюються, в основному, з масла, яке виноситься газом з нагнітачів.

Аналіз фізичних властивостей відібраних проб рідини показує, що із зменшення відстані до КС і збільшенням часу експлуатації газопроводу густина зростає в 1,05-1,1 рази, а структурна в'язкість – у 2-4 рази. При цьому зменшення відстані до КС у більшій мірі приводить до збільшення густини і структурної в'язкості, ніж збільшення часу експлуатації. Кореляційні залежності структурної в'язкості і густини від вказаних параметрів мають вигляд:

$$\rho = 0,902 \exp(-0,22\bar{x} + 0,2\bar{t});$$

$$\eta = 6,75 \exp(-0,28\bar{x} + 0,44\bar{t}).$$

Збільшення густини і структурної в'язкості рідких накопичень спостерігається внаслідок збільшення відсоткового вмісту солей і металів зі збільшенням часу експлуатації.

Таким чином, неньютонівські реологічні властивості накопичень рідини в порожнині трубопроводу вимагають корекції умов і режиму очистки порожнини газопроводу, що треба враховувати при плануванні профілактичних очисток. Крім того, кисле середовище, що створюється рідкими накопиченнями в порожнині газопроводу, призведе до підвищення швидкості корозії внутрішньої стінки трубопроводу, а як наслідок – до збільшення вмісту металів у рідких накопиченнях. Для зниження корозійної активності рідких накопичень можна в них додавати такі нейтралізатори, як меркаптобензотазол натрію, триетанол-амін, фосфат калію.

1. Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. – М.: Недра, 1988. – 160 с.

2. Масловский В.В., Капцов И.И., Сокурова И.В. Основы технологии и ремонта газового оборудования и трубопроводных систем. – М.: Высш. шк., 2007. – 319 с.

3. Капцов И.И., Редько А.Ф. Исследование возможности очистки газопроводов с помощью пен поверхностно-активных веществ на моделирующем стенде // Коммунальное хозяйство городов: Науч.-техн. сб. Вып.79. – К.: Техніка, 2007. – С. 265-270.

Отримано 19.09.2008