

словарь (под ред. К.Н.Паффенгольца, Л.И.Боровикова и др.). - Москва, 1978. 7. А.И. Пиляшенко-Новохатный. Теоретическое обоснование выбора диапазона потенциала катодной защиты подземных трубопроводов // Тез. доп. конф. «Корро-

зия-98». Львів. – 1998. – С.439-451 8 ДСТУ 3291-95. Методи оцінки біокорозійної активності ґрунтів і виявлення наявності мікробної корозії на поверхні підземних металічних споруд.

УДК 631.413.6

ОЧИСТКА ГАЗУ ЛОКАЧИНСЬКОГО РОДОВИЩА ВІД СІРКОВОДНЮ ТА КОНТРОЛЬ ЗАХИСТУ СВЕРДЛОВИН, ТРУБОПРОВІДІВ І ОБЛАДНАННЯ ВІД КОРОЗІЇ

© Мартинюк О.Т., 2001

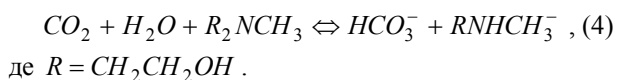
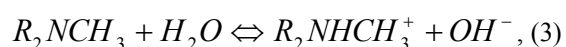
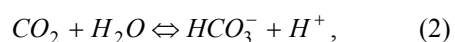
Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу

Описана система очистки газу Локачинського родовища від сірководню, а також система захисту свердловинного і іншого обладнання від корозії. При цьому для контролю обладнання від корозії рекомендується використовувати ультразвуковий метод.

Родовища природніх газів у багатьох випадках містять такі домішки, як вуглекислий газ, сірководень та інші сірчані сполуки. Існує багато методів очистки газу від H_2S і CO_2 , до того ж можливе як одночасне вилучення цих компонентів з газу, так і очистка газу окремо від кожного із цих компонентів. Для цього застосовуються абсорбційні і адсорбційні процеси. Для фізичної адсорбції застосовують воду і деякі органічні розчинники, а для хімічної абсорбції найчастіше використовують етаноламіни (моноетаноламін, діетаноламін, триетаноламін). При адсорбційних методах очистки застосовують сухий гідроокис заліза та активоване вугілля. Проте швидкий вихід з ладу цих адсорбентів в процесі очистки газу обмежує використання цих методів.

В газі, що видобувається на Локачинському родовищі, містяться корозійно—активні компоненти—сірководень та вуглекислота. Вміст сірчаних сполук складає в середньому 1,18 г/нм³ сірководню. Тому для захисту трубопроводів та арматури виникла необхідність очистки цього газу від сірководню. Для очистки був запропонований процес обробки газу розчином аміаку МЕА. При необхідності очистку можна проводити іншим аміном—МЕА, ДЕА або їхньою сумішшю.

Процес очистки заснований на хімічній реакції аміна з кислотними компонентами. В процесі відбуваються наступні хімічні реакції:



Реакція (1) протікає в основному миттєво. У той же час CO_2 з МЕА не реагує. Спочатку протікає повільна реакція (2) утворення бікарбонату, а після неї у розчині встановлюється рівновага за сумарною реакцією (4). Таким чином, обмежуючою за швидкістю реакцією при абсорбції є реакція (2). При абсорбції H_2S , CO_2 реакції (1) і (4) протікають зліва направо, при десорбції - зправа наліво.

Процес амінової очистки газу здійснюється у відділенні очистки газу від H_2S та регенерації МЕА, до складу якого входять:

- вузол абсорбції,
- вузол вивітрювання аміну,
- вузол регенерації аміну.

Для забезпечення роботи відділення в технологічний насосний передбачаються насоси аміну, які забезпечують циркуляцію та фільтрацію абсорбенту.

До відділення очистки надходить газ з вузла сепарації, який очищений від рідини та механічних домішок. Газ надходить до підігрівача, де нагрівається до температури 15°C за рахунок тепла теплоносія. Підігрівання газу викликане

необхідністю виключення утворення гідратів у теплообмінній апаратурі. Утворення гідратів можливе у пристінному прошарку теплообмінника з боку міжтрубної порожнини в зимову пору року.

Після підігрівача газ направляють до теплообмінника "газ-газ", де він нагрівається потоком очищеного газу до температури 25°C. Потім він прямує під нижню таріль колони промивки аміном, в якій промивається водним розчином метилдіетаноламіну (МДЕА). Для умов амінової очистки газу від H_2S тип контактного обладнання немає принципового значення та вибирається з точки зору забезпечення максимальної поверхні міжфазового контакту при оптимальних гідродинамічних характеристиках.

Очищений газ, що виходить з колони з температурою 34°C, надходить до теплообмінника "газ-газ", де охолоджується потоком сирого газу до температури 24°C і надходить до колони промивки водою 041К-2. Промивка очищеного газу водою здійснюється для вловлення розчину аміну винесеного газом з колони, а також у випадку спінювання розчину з метою захисту цеолітів від забруднення. Циркуляція промивної води відбувається насосами ОЗЗН-10, розташованими в технологічній насосній аміну. Підживлення контуру циркуляції здійснюється пом'якшеною водою при допомозі насосів у насосній аміну. Вивід з циклу забрудненої води здійснюється у вивітрювач аміну з контролем рівня рідини в кубі колони. Крім того, у верхній частині колони 041К-2 передбачаються сепаруючі прилади для чіткої сепарації вихідного газу з метою зниження навантаження на цеоліти по вологості. Відсепарований та очищений від сірководню газ подається до відділення осушки й очистки газу від меркаптанів.

З абсорбера насичений сірководнем й вуглекислою розчин МДЕА потрапляє до вивітрювача, де відбувається його розширення до тиску 0,6 МПа. Газ, що виділилися з розчину, направляють до паливної мережі.

Колонна частина апарату служить як відбійник для вилловлення винесених краплин розчину аміну. Насичений розчин МДЕА з вивітрювача під контролем регулятора рівня потрапляє до теплообмінника, де підігрівається за рахунок тепла регенованого розчину від 29°C до 95°C. Регенератор представляє собою колонний апарат, що складається з двох корпусів: нижнього (діаметром 1м з 25 тарілями, де відбувається десорбція сірководню з розчину аміну) і верхнього (діаметром 0,6 м з 6 тарілями, де відбувається охолодження "кислого газу" та вилловлення з нього аміну, води й метанолу). Тепло, необхідне для регенерації розчину МДЕА, підводиться до випарювачів, що нагріваються насиченою парою

низького тиску (0,5 МПа).

Кількість пари, що подається до випарювача, регулюється температурою розчину аміну у випарювачі. "Кислий газ", що виділяється при регенерації у нижній частині колони, проходить верхню частину колони, де охолоджується до температури 50°C завдяки зрошуванню холодним струменем флегми. З газу при цьому конденсуються пари води та метанолу, а летюча частина (сірководень, діоксид вуглецю) надходить до факельної системи для спалювання. Флегма відбирається з 6-ї тарілі та подається до ємкості зрошення, з якої насосом, розташованим у технологічній насосній, подається до апаратів повітряного охолодження, де охолоджується до температури 40-50⁰С та у вигляді холодного зрошення подається на першу таріль.

Частина струменю під контролем рівня рідини у флегмовій ємкості виводиться з нагнітання насосом з метою виключення накопичення води та метанолу, які виділяються з кислого газу і потрапляють до вивітрювача водометанольної суміші відділення сепарації, заміру газу та технологічних резервуарів.

Регенований розчин МДЕА з температурою 126°C виводиться з кубу колони під контролем регулятора рівня, проходить по міжтрубній порожнині теплообмінника, віддаючи тепло насиченому розчині МДЕА та з температурою 46°C надходить до збірника регенованого розчину, у якому розчин знаходиться під азотною подушкою. Підживлення азотом здійснюється від рампи балонів.

Від збірника розчин забирається насосами, які працюють за схемою один в один, і подається в теплообмінник. У теплообміннику розчин охолоджується водою, а потім подається в колону промивки аміном для вилловлення сірководню.

Для поглинання "кислих" компонентів використовується 20% розчин МДЕА, який готується у відділенні приготування розчину аміна.

Відділення також обладнане вузлом фільтрації абсорбенту, через який може циркулювати весь поглинач, тому допоміжних засобів для запобігання спінювання тут не передбачається.

Оскільки в газі Локачинського родовища є вміст корозійно-активних компонентів, таких як сірководень і вуглекислота, була проведена оцінка корозійної безпеки. Враховуючи, що при реалізації пускового компоненту до ОТЛ НТС підключаються тільки свердловини з низьким вмістом H_2S , оцінка безпеки корозії і необхідності інгібіторного захисту проводилась тільки по вуглекислоті, вміст якої в газі складає 0,4%моль.

Для вуглеводневої корозії сталевого обладнання приблизна оцінка її ймовірності на

основі практичного досвіду визначається за правилом Американського нафтового інституту (API) в залежності від величини парціального тиску CO_2 в газі таким чином:

при $p_{CO_2} > 2 \text{ кгс/см}^2$ (0,2 МПа) корозія має місце завжди;

при 0.5 кгс/см^2 (0.05 МПа) $< p_{CO_2} < 2 \text{ кгс/см}^2$ (0.2 МПа) корозія ймовірна;

при $p_{CO_2} < 0.5 \text{ кгс/см}^2$ (0.05 МПа) корозії не буде або мало ймовірна.

Розрахунки по газовому тракту свердловина-газопровід показують, що парціальний тиск складає:

на вході в свердловину при тиску $6.3 \div 7.4 \text{ МПа}$ - $p_{CO_2} = 0.03 \text{ МПа}$;

в шлейфі від свердловини до УКПГ при тиску 6.0 МПа - $p_{CO_2} = 0.02 \text{ МПа}$;

після сепарації 011С-1 при робочому тиску 5.5 МПа - $p_{CO_2} = 0.02 \text{ МПа}$.

Як видно з приведених даних для всіх свердловин, шлейфів вуглекиснева корозія не буде мати місця, тому інгібіторний захист проектом не передбачений.

Але оскільки газ, що транспортується, містить корозійно-активні компоненти, які прискорюють корозійний процес, необхідно проводити періодичний контроль стану трубопроводів. Для вибору найбільш раціонального методу протикорозійного захисту газопроводу необхідно отримувати періодично достовірну і повну інформацію про корозійну активність середовища, а також про характер його внутрішньої поверхні. Для цього необхідно мати ефективні засоби контролю корозії газопроводу. Методи контролю корозії газопроводів поділяються на періодичні і безперервні.

До періодичних відносяться: візуальний, гравіметричний, ультразвуковий і радіологічний методи. До безперервних — аналіз середовища, в якому транспортується газ, на вміст агресивних компонентів.

Візуальний контроль внутрішньої поверхні газопроводу, як правило, здійснюється першим з порівняннн з іншими методами контролю. Візуальний огляд ведуть при різкому збільшенні швидкості корозії, що виявлено іншими методами

контролю, при наявності перфорації газопроводу. Саме візуальний контроль дозволяє визначити можливість подальшої експлуатації газопроводу, наявність продуктів корозії, характер порушення поверхні, загальну площу і розміщення корозійних пошкоджень, наявність тріщин, появу дефектів на поверхні. Хоча даний метод є доступним для оцінки фактичної корозії, однак дозволяє зробити лише попередній висновок про загальні причини і ступінь корозійного пошкодження внутрішньої поверхні газопроводу. Візуальний контроль внутрішньої поверхні газопроводу можливий лише при зупинці його експлуатації. Тому на Локачинському родовищі найбільше розповсюдження отримала ультразвукова товщинометрія. Цей метод дозволяє визначити реальну товщину стінки металу труб на спеціально вибраних і підготовлених ділянках газопроводу. По зміні товщини стінки труби судять про швидкість корозійного пошкодження газопроводу. Для даного методу характерна висока точність замірів, простота технології їх проведення. Але достовірність результатів знижується при протіканні локальної корозії з утворенням язв труби. Досліджуючи невелику ділянку газопроводу можна пропустити локалізовану корозію. Існують також температурні обмеження щодо використання ультразвукового методу, оскільки порушуються електричні властивості датчиків. При цьому дуже важливим є ретельна підготовка поверхні газопроводу перед замірами з нанесенням спеціальної речовини. При використанні ультразвукового методу неможливо оцінити швидкість корозії металу труби за короткий термін часу.

1. *Обустройство Локачинского газового месторождения на период ОПЭ.: Донецк, 1999. –228с.*
2. *Базлов М.Н., Жуков А.И., Алакеев Т.С. Подготовка природного газа и конденсата к транспорту. – М.: Недра, 1978. – 126с.*
3. *Гутман . Э.М., Гетманський М.Д., Клапчук О.В., Кригман Л.Е. Защита газопроводов нефтяных промыслов от сероводородной коррозии.– М.: Недра.– 1988, 200с.*
4. *Повышение эффективности подготовки и переработки серосодержащих газов и газовых конденсатов. Научные труды. Министерство газовой промышленности; ВНИПИГАЗ, Баку, 1985, 88 с.*