

особливості турбодетандерів та турбогенераторних агрегатів, потенційна масштабність їх впровадження, служать підставою для подальшого розвитку та вдосконалення їх технологічних схем, внесенню змін в конструкції вузлів і систем, а також – для розробки їх нових модифікацій і розмірів.

Таким чином, необхідно зупинити увагу на принципово новій для України концепції утилізації енергії надлишкового тиску газу турбогенераторними установками, що буде впроваджена вже в 2024 році на об'єктах ГПУ «Полтавагазвидобування»: дотискній компресорній станції ДКС Машівка.

Література

1. Акульшин О.І. *Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навч. посіб.* / О.І. Акульшин, О.О. Акульшин, В.С. Бойко – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. ТУ У 320.00158764.033-2000. *Гази горючі природні родовищ України для промислового та комунально-побутового призначення.*
3. Байков Н.М. *Перспективи розвитку паливно-енергетичного комплексу в світі на період до 2030 року* / Н.М. Байков // Львів: Центр Європа, 2006. – 189 с.

УДК 622.291

М.І. Лебідь, магістрант

В.О. Лапко, аспірант

І.І. Ларцева, к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ОСОБЛИВОСТІ ПІДГОТОВКИ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ ПРОДУКЦІЇ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИМ ТРУБОПРОВОДОМ

Газотранспортна система України (ГТС) входить до переліку найрозгалуженіших і найпотужніших мереж магістральних газопроводів у світі. Початком розвитку ГТС України є 1924 рік, коли було введено в експлуатацію Дашавське газове родовища та розпочалося будівництво газопроводу Дашава – Київ.

ГТС України складається з магістральних газопроводів загальною протяжністю близько 38 тисяч кілометрів, 73 компресорних станцій, у складі яких працюють 705 газоперекачувальних агрегатів (ГПА), понад 1470 газорозподільних станцій, 12 підземних сховищ газу (ПСГ) активною ємністю понад 30 млрд м³ газу. Потужність ГТС на вході становить 281 млрд м³ в рік; на виході – 146 млрд м³ в рік [1].

Оцінка якості природного газу, і зокрема за показником вологості, є однією з найважливіших задач його транспортування. Присутність водяної пари призводить до збільшення витрат на перекачування, погіршення якості кінцевого продукту та сприяє прискоренню корозії трубопроводу, а також може спричинити утворення гідратів. Первинна обробка природного газу

СЕКЦІЯ «МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОДУКЦІЇ»

після його видобування відбувається на промислових установках комплексної підготовки газу (УКПГ). Використовується підготовка за допомогою низькотемпературної сепарації. Також газ осушують за допомогою абсорбційним і адсорбційним методами.

Метою роботи є дослідження вимог і стандартів щодо якості підготовки природного газу на УКПГ до транспортування магістральними газопроводами.

При транспортуванні газ повинен знаходитись в однофазному стані; компоненти газу не повинні сприяти виникненню корозії трубопроводів, газового устаткування, контрольно-вимірювальних приладів тощо; споживчі характеристики газу повинні гарантувати його ефективне і безпечне використання.

До основних фізико-хімічних показників природного газу відносяться: вміст азоту і вуглекислого газу; температура точки роси за вологою та за вуглеводнями; число Воббе (основний показник якості газу за теплою згорання) та ін. Вимоги до якості природного газу (табл. 1), що постачається з УКПГ, визначаються Кодексом ГТС [2].

Таблиця 1 – Нормативні значення природного газу, що подається в ГТС

Параметр	Значення
вміст метану (C1), мол. %	мінімум 90
вміст етану (C2), мол. %	максимум 7
вміст пропану (C3), мол. %	максимум 3
вміст бутану (C4), мол. %	максимум 2
вміст пентану та інших більшважких	максимум 1
вміст азоту (N ₂), мол. %	максимум 5
вміст вуглецю (CO ₂), мол. %	максимум 2
вміст кисню (O ₂), мол. %	максимум 0,02
вища теплота згорання (25° C/20° C)	мінімум 36,20 МДж/м ³ (10,06 кВт·год/м ³) максимум 38,30 МДж/м ³ (10,64 кВт·год/м ³)
вища теплота згорання (25° C/0° C)	мінімум 38,85 МДж/м ³ (10,80 кВт·год/м ³) максимум 41,10 МДж/м ³ (11,42 кВт·год/м ³)
нижча теплота згорання (25° C/20° C)	мінімум 32,66 МДж/м ³ (09,07 кВт·год/м ³) максимум 34,54 МДж/м ³ (09,59 кВт·год/м ³)
температура точки роси за вологою° C при абсолютному тиску газу 3,92 МПа	не перевищує мінус 8
температура точки роси за вуглеводнями при температурі газу не нижче 0° C	не перевищує 0° C
вміст механічних домішок	відсутні
вміст сірководню, г/м ³	максимум 0,006
вміст меркаптанової сірки, г/м ³	максимум 0,02

Технологічний режим підготовки газу та конденсату повинен відповідати нормам, викладеним в технологічному регламенті на експлуатацію УКПГ або УКПНГ. На кожному етапі підготовки продукції виконується аналітичний контроль технологічного процесу.

Якість виробництва товарної продукції безпосередньо залежить від ефективності функціонування газових сепараторів. Нестабільність параметрів вхідного газового потоку призводить до неадекватного очищення на існуючих газових сепараторах.

Визначено, що вимоги до якості природного газу, що постачається з УКПГ, визначаються Кодексом ГТС. Особлива увага приділяється вмісту вологи за значенням точки роси.

Література

1. <https://tsoua.com> офіційна сторінка ТОВ «Оператор ГТС України».
2. Кодекс ГТС, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2495 від 30.09.2015 р.

УДК 622.279:622.691

*Т.М. Нестеренко, к. т. н., доцент
О.І. Зуб, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ В ШЛЕЙФАХ СВЕРДЛОВИН ЯБЛУНІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

При видобуванні газу можна зіткнутися із рядом певних проблем, однією з яких є гідратоутворення в шлейфах-трубопроводу, адже вони блокують потік газу, що відповідно зменшує дебіт. Також утворення гідратів може спричинити збільшення тиску у трубопроводах, що може призвести аварійних ситуацій.

Для боротьби з цим явищем застосовуються різноманітні техніку і технології. Однією з них є використання хімічних інгібіторів, які запобігають утворенню гідратів або розчиняють їх, якщо вони вже утворилися. Інші методи включають регулювання температури та тиску у трубопроводах та застосування ізоляційних матеріалів для них.

Швидке реагування на зміну термобаричних умов можливе шляхом створення та використання імітаційних моделей роботи об'єктів наземної нафтогазової інфраструктури. Тому дослідження гідратоутворення у шлейфах трубопроводах з використанням програмного забезпечення є актуальним питанням.