

Після сепаратора-масловловлювача газ подається до вузла обліку, який складається з двох окремих ниток, кожна з яких обладнана замірним пристроєм Даніель бокс з відповідною мірною діафрагмою та потоковим хроматографом.

На початковому етапі розробки родовища при досить високих пластових тисках для підготовки (осушки) газу доцільно використовувати ефект Джоуля-Томпсона, тобто ефект, за якого відбувається зміна температури газу під час його адіабатичного розширення (дроселювання), оскільки така схема підготовки газу значно простіша і не потребує високих затрат на її спорудження.

На певному етапі експлуатації родовища пластові тиски знижуються і застосування ефекту Джоуля-Томпсона стає неефективним. Тому доцільніше використовувати установку низькотемпературної сепарації (НТС), що дає можливість продовжити експлуатацію газоконденсатних родовищ з низькими пластовими тисками.

Вище названий комплекс обладнання необхідно підтримувати у безперервному робочому стані. Це можна забезпечити тільки за рахунок використання сучасного діагностичного обладнання. В ряді випадків для внутрішньої візуальної діагностики різногабаритних посудин (сепараторів і т.п.) доцільно використовувати технічні ендоскопи. Для цього на даному обладнанні необхідно передбачити отвори спеціальної конструкції. Систематичне діагностування обладнання для первинної підготовки нафти і газу дозволить покращити якісні його показники.

КОМПОНЕНТНИЙ СКЛАД НАФТОВОГО ГАЗУ І ЙОГО ВПЛИВ НА ЯКІСНИЙ СКЛАД ЗАБРУДНЕНЬ ГАЗОПРОВІДІВ

Тимків Д.Ф.¹, Горін П. В.²

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15

²Долинський газопереробний завод ПГПВ, 78431, с. Пасічна

Попутний нафтовий газ - це суміш легких газоподібних вуглеводнів, які знаходяться в розчиненому стані в пластових умовах. Його вміст може коливатися від декількох одиниць до декількох тисяч кубічних метрів на тонну нафти. Розчинений газ містить метан, більше 10% етану, пропану, бутану та інших вуглеводнів. Виділяється при переробці попутного нафтового газу суміш цих важчих вуглеводнів (С3 +) відносять до широкої фракції легких вуглеводнів.

На відміну від природного газу, компонентний склад попутного нафтового газу може сильно відрізнятися залежно від родовища. Крім того, навіть на одному і тому ж нафтовому родовищі в різні періоди часу компонентний склад ПНГ буде різний. Типові склади газових, газоконденсатних та нафтових родовищ України представлено в таблиці нижче.

Таблиця 1–Компонентний склад типових газового, газоконденсатного та нафтового родовищ України

Родовища	Компонентний склад природного та попутного газу (об'ємні доли), %									
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ ⁺ вищі	N ₂	CO ₂	H ₂ S	*O ₂
Свидницьке	99,037	0,194	0,074	0,032	0,012	0,001	0,456	0,185	-	0,009

Пасічнянське	90,205	3,211	4,164	0,717	0,398	0,537	0,452	0,304	-	0,012
Яблунівське	79,616	6,663	3,098	1,646	0,904	0,933	2,936	4,089	-	0,015

Як видно з таблиці, кількість важких фракцій, які при стандартних умовах ведуть себе як рідина в газоконденсатних і нафтових родовищах у сотні разів переважають ці показники для типових газових родовищ. Їх вплив виражають у питомій ваговій кількості важких вуглеводнів і регламентують при подачі до газотранспортної мережі вимогами Кодексів газотранспортної мережі [1].

Конденсат у вигляді фракцій C₅ + вищі у природному газі газоконденсатних родовищ і нафтовому газі буде конденсувати при досягненні температурою газу температури точки роси за вуглеводнями. Цей показник більш жорстко в Кодексах газотранспортних систем регламентується у зимово-весняний період оскільки підготовка газу на промислах, яка супроводжується лише механічною сепарацією або низькотемпературною сепарацією суттєво залежить від температури оточуючого середовища і впливу сонячного проміння.

Як і у випадках з вологою для типових газових родовищ, показник температури точки роси за вуглеводнями при сприятливих термодинамічних та швидкісних умовах призводить до ретроградної конденсації важких вуглеводнів із подальшим формуванням гідравлічних пробок в понижених місцях траси міжпромислових газопроводів, що складають газозбірну мережу нафтового або газоконденсатного родовища.

Для визначення питомої вагової кількості важких вуглеводнів в потоці газу, що піддається дослідженням при відомому компонентному складу використовують формулу:

$$q' = 10 \sum_{i=5}^{\text{вищі}} \frac{y_i M_i}{24,04}, \text{ г/м}^3$$

де y_i – об'ємний вміст i -того компоненту, що при нормальних умовах веде себе як рідина (пентани, гексани, нонани, октани + вищі); M_i – молекулярна маса i -того компоненту.

Таким чином для газоконденсатного родовища і попутного нафтового газу, що транспортуються газозбірною мережею, основний вид забруднень, що формуватиметься в понижених місцях траси буде газовий конденсат, що виділятиметься з газового потоку за сприятливих термобаричних і швидкісних умов, як наслідок ретроградної конденсації важких вуглеводнів в газопроводах. Формування певного обсягу забруднень на певних кілометрах траси і є першопричиною раптового збільшення гідроопору газозбірної системи і зростання величин робочого тиску на гирлі свердловин.

Тому при будь-якому сталому тиску флюїдної системи, зменшення об'єму газоподібної фази буде супроводжуватися перетворенням газової фази в рідинну при зменшенні температури через двофазову зону, що характерно для попутних газів після другої і третьої ступеней сепарації. Однак, при тисках вище за критичну температуру це перетворення буде відбуватись раптово, що притаманно високонапірним газам після першої ступені сепарації.

Саме ці два процеси спостерігаються під час збору газової продукції, яка пройшла лише механічне розділення фаз:

- якщо газ транспортується з невеликим дебітом від свердловини до установки або між установкою попередньої підготовки і центральним збірним пунктом і його тиск фактично не змінюється, температура газу відповідно до рівняння енергетичного балансу під час транспортування газу буде намагатися знизитись до величини температури оточуючого середовища і з газу виділятиметься певна кількість важких вуглеводнів (пряма конденсація);

- якщо газ транспортується із значними втратами тиску по довгому трубопроводу в літній період при умовно незмінній температурі у визначений момент тиск газу стане рівним тиску максимальної конденсації важких вуглеводнів із формуванням дзеркала рідини на певному кілометрі траси газозбірної системи (зворотна конденсація).

Отже, основною проблемою є вирішення питання, яким чином формуються забруднення конденсатного типу на певному кілометрі траси газозбірної мережі.

Перелік використаних джерел:

1. Офіційний сайт Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.. TRANSMISSION NETWORK CODE of the polish section of the transit gas pipeline system jamal – Europe. Warsaw, January 2014. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://en.gaz-system.pl>

СТІЙКІСТЬ ГІРОСКОПІЧНОГО ДАТЧИКА В РІДИННОМУ ПІДВІСІ

Цідило І.В., Цідило К.І.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, e-mail: public@nung.edu.ua

Розглядається схема вказівника площини меридіану, побудованого на принципі гірокомпасу. Рідинний сферичний підвіс дозволяє в кожній точці викривленої осі фіксувати горизонтальну площину.

Підвіс виконаний у вигляді сферичної поплавкової камери 1, що плаває в рідині в середині герметичного корпусу 0. В середині камери знаходиться гідромотор 2, який повертається відносно вертикальної осі (рис. 1)

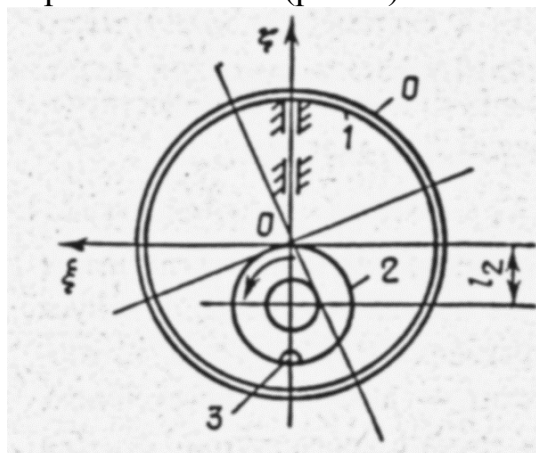


Рисунок 1– Гіроскопічний датчик в рідинному підвісі.