

Фізико-технічні проблеми видобування енергоносіїв

УДК 622.691.4

DOI: 10.31471/1993-9868-2018-1(29)-7-10

ПОПУТНИЙ НАФТОВИЙ ГАЗ ТА ЙОГО ВПЛИВ НА РОБОТУ ТИПОВИХ ГАЗОЗБІРНИХ СИСТЕМ

¹П.В. Горін, ²Д.Ф. Тимків

¹ ПАТ "Укрнафта", Долинський газопереробний завод, Пасічнянський газопереробний цех; 78431, Івано-Франківська обл., Надвірнянський р-н, с. Пнів, вул. Січових Стрільців, 151, тел. 098 5386244, e-mail: petrogorin@gmail.com

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727133, e-mail: snp@nimg.edu.ua

Дана робота присвячена досить актуальному на сьогодні питанню енергетичної безпеки держави у аспекті пошуку оптимальних рішень для подальшої безперервної роботи типових газозбірних систем, що експлуатуються доволі тривалий час. Наведено компонентний склад типового газового, газоконденсатного та нафтового родовищ України, вирішено питання, яким чином формуються забруднення конденсатного типу на певному кілометрі траси газозбірної мережі та визначено, як вони впливають на режими роботи газозбірних систем та обладнання для підготовки нафтового газу.

Ключові слова: газозбірна система, компонентний склад, родовище, забруднення, нафтовий газ.

Данная работа посвящена достаточно актуальному на сегодняшний день вопросу энергетической безопасности государства в аспекте поиска оптимальных решений для дальнейшей непрерывной работы типичных газосборных систем, которые эксплуатируются на протяжении длительного времени. Приведен компонентный состав типичного газового газоконденсатного и нефтяного месторождений, решен вопрос путей формирования загрязнения конденсатного типа на конкретном отрезке трассы газосборной сети и определено, каким образом они влияют на режимы работы газосборных систем и оборудования для подготовки нефтяного газа.

Ключевые слова: газосборная система, компонентный состав, месторождение, загрязнение, нефтяной газ.

This paper is dedicated to the urgent issue of energy security in terms of optimization for subsequent continuous operation of typical gas gathering systems which have been operating for quite a long time. Typical composition analysis of gas, gas condensate and oil fields of Ukraine have been introduced, the problem of how condensate contamination at a certain kilometer of gas gathering network is formed has been solved. Moreover it has been determined how they affect the operation modes of gas gathering systems and petroleum gas treating equipment.

Keywords: gas gathering system, composition analysis, field, contamination, petroleum gas.

Вступ

Здешевлення поставок газу має ключове економічне і політичне значення для України, оскільки природний газ залишається найбільш важливим енергоносієм у державі. Видобуток газу з родовищ українських нафтовидобувних компаній займає чільне місце в енергетичному балансі серед джерел надходження природного

газу до системи споживачів. Тому необхідно забезпечити безперебійну роботу газозбірної системи, на роботу якої впливають багато факторів, зокрема, накопичення в ній певного об'єму забруднень, обсяг яких слід скоротити.

Формування забруднень на визначених кілометрах траси і є першопричиною раптового збільшення гідроопору газозбірної системи та зростання величин робочого тиску на гирлі

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

Родовища	Компонентний склад природного та попутного газів (об'ємні частки), %									
	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
Пасічянське	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

свердловин, що, в свою чергу, призводить до можливих порушень у технологічному процесі, відмов обладнання та найгірше – аварій. Тому вирішено питання, яким чином формуються забруднення конденсатного типу на конкретній ділянці траси, та як вони впливають на режими роботи газозбірних систем.

Аналіз літературних джерел за даною тематикою

У ході широкого обговорення дослідниками питання використання попутного нафтового газу, питання глибокого системного підходу до проблем оптимізації збору і подальшого транспортування попутного нафтового газу детально не розглядалися, але окремим складовим питанням присвячено детальну увагу.

Російськими дослідниками А. В. Філіпповим (ООО «ЭНЕРГАЗ») та А. А. Крамской (ООО «СервисЭНЕРГАЗ») [5, 6, 7] було приділено багато уваги проблемам і перспективам використання попутного нафтового газу, зокрема складу нафтового газу вибору способів підготовки газу до транспортування.

Дослідником М. І. Братахом [2, 3, 4] розроблено заходи щодо підвищення ефективності експлуатації промислових газопроводів шляхом розроблення способу визначення об'єму рідинних забруднень, який формується в їх порожнині під впливом ряду чинників, та розроблення способу очищення порожнини газопроводу від накопичених забруднень.

Мета дослідження

Метою роботи є визначення, яким чином впливають забруднення на режими роботи газозбірних систем та обладнання для підготовки нафтового газу, а також аналізування компонентного складу нафтового газу та його впливу на якісний склад забруднень.

Виклад основного матеріалу

Попутний нафтовий газ – це суміш легких газоподібних вуглеводнів, які перебувають 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, понад 10% етану, пропану, бутану та інших вуглеводнів. Виділену при переробці попутного нафтового газу суміш цих важких вуглеводнів (С3 +)

відносять до широкої фракції легких вуглеводнів.

На відміну від природного газу, компонентний склад попутного нафтового газу може змінюватися у значному діапазоні від родовища до 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 розглянуто в таблиці 1.

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

Конденсат як фракції С^{5+вищі} у природному газі газоконденсатних родовищ і нафтовому газі відкладатиметься при досягненні газом температури точки роси за вуглеводнями. В Кодексах газотранспортних систем цей показник регламентується більш жорстко 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 випромінювання.

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 корків 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 складі використовують формулу:

$$q' = 10 \sum_{i=5}^{вищі} \frac{y_i M_i}{24,04}, \text{ г/м}^3, \quad (1)$$

де y_i – об'ємний вміст і-того компонента, що при нормальних умовах поводить себе як рідина (пентани, гексани, нонани, октани + вищі);

M_i – молекулярна маса і-того компонента.

Таким чином, для газоконденсатного родовища і попутного нафтового газу, що транспор-

туються газозбірною мережею, основним видом забруднень, що формуватимуться в понижених місцях траси, буде газовий конденсат, який виділятиметься з газового потоку за сприятливих термобаричних і швидкісних умов унаслідок ретроградної конденсації важких вуглеводнів в газопроводах (рис. 1).

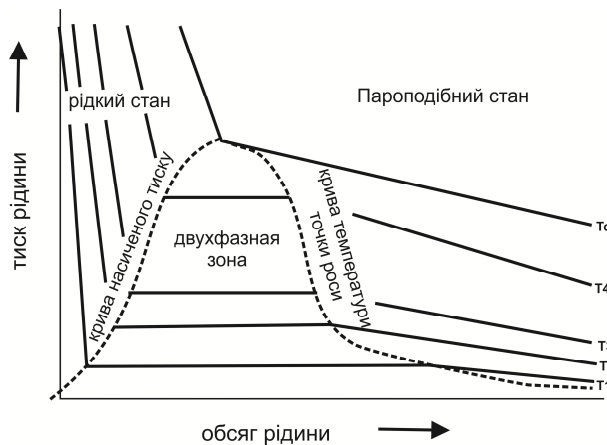


Рисунок 1 – Поведінка рідинного компоненту при різних тисках і температурах

Після нанесення на криві (рис. 1) температур флюїду отримують відношення між тиском і об'ємом рідинних компонентів, яке можна нанести на діаграму з локусом температур випаровування та температур точок роси. Ці локуси температур збігаються в окремій точці, що зветься критичною. Двофазова суміш, в якій рідинні та газові компоненти перебуватимуть в стані рівноваги, відповідатиме зоні в середині конверту, утвореному локусами температур випаровування та температур точок роси. Над цим конвертом показані зони, в яких газоподібна фаза і рідинна фаза існують окремо. Тому при будь-якому сталому тиску флюїдної системи зменшення об'єму газоподібної фази супроводжуватиметься перетворенням газової фази в рідинну при зниженні температури через двофазову зону, що характерно для попутних газів після другої і третьої ступеней сепарації. Однак при тисках за t_c , вищих 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).

Відповідно до аналізу літературних джерел основні види забруднень, які можуть виникати в газозбірних системах газоконденсатних родовищ та обладнанні збору і транспортування нафтового газу, поділяють на декілька типів:

– **гідратні корки** – тверді сполуки, що виникають переважно у місцевих опорах газопроводів і є пасткою для молекул води в кристалічних ґратках вуглеводнів. Умовами виникнення гідратів є значний вологовміст газу при високому робочому тиску і низькій температурі газового потоку. Раптове утворення гідратного корка призводить до негайної зміни термобаричного режиму роботи свердловини. Але цей корок легко усунути введенням метанолу на гирлі свердловини або через свічний патрубков [2]. Цей вид забруднень чинить короткотермінову дію, тому в цій роботі не розглядатиметься;

– **гідралічні корки конденсатного типу** – накопичення рідини в пониженому місці газопроводу внаслідок конденсації важких вуглеводнів з газового потоку. Такі понижені місця називають природними пастками рідини. Дзеркало конденсату гідралічного корка не знаходиться в стані спокою і не перекриває повністю переріз трубопроводу. Накопичуючись до певного критичного об'єму, гідралічний корок призводить до раптової зміни баричного режиму із винесенням рідини до іншої в напрямку руху газу ділянки (залповим викидом рідини) [3];

– **гідралічні корки водного типу** з високим вологовмістом за своєю суттю подібні до попереднього виду, але сформовані в газозбірних мережах типових газових родовищ унаслідок конденсації вологи з природного газу [3];

– **гідралічні корки мастильного типу** – також подібні до попереднього типу, але викликані механічним винесенням і осіданням мастила з компресорного обладнання, а також інших флюїдів, що використовуються в процесах очищення природного газу: метанолу, ДЕГу, ТЕГу, конденсатів при мастилоабсорбційному осушенні, хімічних сполук інших типів [3];

– **гідралічні корки механічного типу** найменш поширені, але найбільш небезпечні. Механічний тип корка може утворюватись як наслідок ерозійного зношення обладнання при високих швидкостях руху газу внаслідок стороннього потрапляння в порожнину перед його введенням в експлуатацію. Однак найбільш поширеними є глинисті відклади в шлейфах та газопромислових колекторах, як наслідок винесення суспензованої у пластовій воді глини, що за рахунок різниці між густинами гравітаційно осаджується на початкових ділянках газозбірної системи [3].

Впливи цих забруднень на роботу газоперекручувального обладнання і газозбірної сис-

теми родовищ умовно можна поділити на дві великі групи:

- енергетичні;
- ризики.

Енергетичний вплив проявляється у збільшенні гідроопору системи на ділянці, прилеглий до ДКС. Він підвищує робочий тиск на гирлі свердловин, що скорочує обсяги вилучення вуглеводнів під час розробки родовища в режимі компресії (зниження робочого тиску). З іншого боку, на ділянці після ДКС енергетичний вплив проявляється у збільшенні робочого тиску на виході з компресорної станції, що призводить до зростання величини паливного газу, необхідного для компримування продукції. Ці два види енергетичного впливу можна оцінити з економічної точки зору шляхом порівняння обсягів видобутку газу до і після проведення очищення газопроводів до ДКС і обсягів витрат паливного газу, необхідного для компримування газу до різних величини для газопроводів після ДКС [4].

Збільшення ризиків і їх менеджмент є новою темою в реаліях експлуатації зрілих родовищ. Суть менеджменту полягає в оцінці впливу аварійної ситуації на збільшення витрат підприємства на подолання цих наслідків. Якщо перші енергетичні впливи відносять до ефективності експлуатації газозбірних систем, то оцінка ризиків напряму пов'язана із надійністю експлуатації і безперервністю як видобутку вуглеводнів, так і поставок газу споживачам.

Ризики, що виникають за наявності забруднень, поділяють на декілька типів:

– ризики відмов обладнання, що можуть виникнути внаслідок надходження значних мас рідини до обладнання з газопроводу після залпових викидів рідини або в разі заповнення 90% рівнинного газопроводу – після гідроудару. В цьому випадку аварійна відмова обладнання пов'язана із його розривом;

– ризики забруднення навколишнього середовища, що виникають внаслідок перевантаження збірників сепараторів, розрахованих на приймання набагато менших обсягів рідини, ніж ті, що надходять в результаті залпових перерозподілів рідини. Так звані «liquid surge» вимагає стравлювання рідини на факельні лінії, піноутворення та розгерметизації обладнання із забрудненням навколишнього середовища;

– ризики припинення процесу видобування газу, тісно пов'язані із зупинкою газоперекачувального обладнання, раптовим зростанням робочого тиску і високою імовірністю обводнення свердловин і падіння дебітів свердловин.

Усі типи ризиків не є розрізненими і поява одного із них викликає появу іншого.

Висновки

Було проведено аналіз компонентного складу нафтового газу, проаналізовано типи забруднень та їх вплив на газозбірну систему газоконденсатних родовищ та обладнання для збору та транспортування нафтового газу.

З проведеного аналізу видно, що процес експлуатації родовищ супроводжується виникненням різноманітних типів забруднень, що негативно впливають на технологічні режими та роботу обладнання. У випадку неприйняття запобіжних заходів з очищення свердловин наявність таких забруднень може призвести до появи небажаних ризиків, поломок або аварій на виробництві.

Література

1 Офіційний сайт Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.. TRANS MISSION 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>.

2 Братах М.И. Математическая модель залпового выброса жидкости из полости газопровода / М.И. Братах, В.Г. Топоров, Е.П. Варавина, Кутя М.М. // Интегрированные технологии та энергосбережения. – 2012. – №1. – С. 37-43.

3 Братах М.И. Математична модель залпового викиду рідини з порожнини газопроводу / М.И. Братах, В.Г. Топоров, І.М. Рузіна, А.В. Соболева // XVIII (ежегодная) Международная научно-техническая конференция "Экологическая и техногенная безопасность, охрана водного и воздушного бассейнов, утилизация отходов" (07-11 июня 2010 г., г.Бердянск): Сб. науч. Трудов. – 2010. – С.444-452.

4 Братах М.И. Щодо питання запобігання залпових викидів рідини з порожнини газопроводів / М.И. Братах, Р.В. Малітовський, З.В. Шейна // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІгаз. 2007. – Вип. XXXV. – С. 120-124.

5 Официальный сайт ОАО «СИБУР холдинг». Компонентный состав попутного нефтяного газа [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.sibur.ru>.

6 Официальный сайт ОАО «СИБУР холдинг». Производство и использование попутного нефтяного газа в России в 2010 году [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.sibur.ru>.

7 Официальный сайт ОАО «СИБУР холдинг». Попутный газ последних ступеней сепарации. Компримирование низконапорного ПНГ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.sibur.ru>.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
19.04.18*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Говдяком Р.М.
(ТзОВ «ІК Машиекспорт», м. Київ)*