

Методологія передавання одиниці об'єму газу при зміні робочого середовища // Вимірювання витрати та кількості газу: Мат. Всеукр. наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 17-20 травня 2005 р.). – Івано-Франківськ: Факел. – 2005. – С.59. 12. Середюк О.Є. Принципи побудови еталонів передавання одиниці об'єму природного газу в контексті Державної повірочної схеми // Метрологія та вимірювальна техніка (Метрологія – 2006) : 36. наук. праць п'ятої наук.-техн. конференції (м. Харків, 10-12 жовтня 2006р.) – Харків: ННЦ "Інститут метрології". – 2006. – Т.2. – С.219-222. 13. ISO 5167-2:2003. Измерение потока текучей среды с помощью устройств для измерения перепада давления, вставленных в заполненные трубопроводы круглого сечения. Часть 2. Диафрагмы. 14. Захаров И.П., Лукуш В.Д. Теория неопределенности в измерениях. – Харьков: Консум, 2002. – 256 с. 15. Демидова Н.М., Поджаренко В.О. Застосування концепції

невизначеності в області вимірювання витрат // Метрологія та вимірювальна техніка (Метрологія – 2006) : 36. наук. праць п'ятої наук.-техн. конференції (м. Харків, 10-12 жовтня 2006р.) – Харків: ННЦ "Інститут метрології". – 2006. – Т.2. – С.199-203. 16. ГОСТ 8.381-80. Эталоны. Способы выражения погрешностей. 17. Кисіль І.С. Метрологія, точність і надійність засобів вимірювань. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 400 с. 18. ГСССД 8-79. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость жидкого и газообразного воздуха при температурах 70-1500 К и давлениях 0,1-100 МПа. Таблицы стандартных справочных данных. – М.: Изд. стандартов, 1980. – 11с. 19. Середюк О.Є., Костинюк В.В., Середюк Д.О. Метрологічний аналіз визначення коефіцієнта стисливості повітря при опосередкованому методі вимірювання витрати газу // Методи та прилади контролю якості. – 2005. – №13. – С. 56-58.

УДК 681.12

## АНАЛІЗ МЕТОДІВ ВИМІРЮВАННЯ БАГАТОФАЗНИХ ПОТОКІВ І ЇХНІЙ ВПЛИВ НА КЕРУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЄЮ СВЕРДЛОВИН

© Кабанова О.В., 2006

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**Розглянуті питання, пов'язані з покращенням експлуатації свердловин. Проведений детальний аналіз існуючих методів вимірювання витрати нафтогазових потоків в різних умовах. Запропонований метод, який дозволяє підвищити представницький характер вимірюваних параметрів багатофазних потоків**

Протягом десятиліть нафтогазовидобувна промисловість прагнула винайти систему, яка могла б вимірювати дебіт всіх свердловинних флюїдів, не розділяючи їх на фази і не використовуючи рухомі деталі, без керування процесом вимірювання. Складність виникаючих при цьому проблем значна. На сьогоднішній день деякі з існуючих проблем розв'язані, але питання розроблення приладу вимірювання витрати багатофазних процесів вимагає принципово нового підходу до цієї проблеми.

При розробці родовища нафти вимірювання дебітів нафти, газу і води виконуються не менше двох разів. Вимірюється те, що видобуто, і те, що продано (або передане).

Вимірювання видобутку, як правило, здійснюється безпосередньо на усті свердловини або в безпосередній близькості від нього. Вимірювання

проданої нафти або газу здійснюється на продуктовому трубопроводі або в безпосередній близькості від нього, як правило, після розділу флюїду на його складові.

Необхідність у вимірюванні того, що продано або передане, очевидна. Менша погодженість у думках спостерігається в питанні про те, за яким параметром вимірюється видобуток. У більшості країн, включаючи Росію, уряди вимагають, щоб вимірювався видобуток як основа для визначення величини податків, плати за право розробки надр і інших орендних платежів. Але вимірювання окремих продуктів, що видобуваються, використовуються і для: спостереження за величиною запасів, керування роботою розташованих на поверхні установок, обліку з метою запобігання втрат, оптимізації процесу видобутку і планування розробки родовища. Вимоги,

що ставляться до вимірювання потоків, визначаються потребами кінцевих користувачів результатів вимірювань. У випадку видобування ними є інженери-промисловники й експлуатаційники.

У випадку продажу товару кінцевими користувачами результатів вимірювань є юридичні особи або фінансові органи. Рівень прийнятної похибки при вимірюванні дебітів змінюється в широких межах в залежності від їхнього застосування. Інженери-промисловники можуть бути задоволені, коли відносна похибка вимірювання дебіту рідини складає 10%. Однак при зміні власника вуглеводнів фінансові органи, як правило, вимагають, щоб вимірювання дебітів нафти або газу здійснювалося з похибкою до 0,5%. Тому засоби вимірювання, що здатні задовольнити такі вимоги, можуть суттєво відрізнятися. Областю застосування таких засобів є дослідження свердловин, які можуть проводитися або на усті свердловини, або на промисловому колекторі. Отримані дані при випробуванні свердловин використовуються для [1,2,3]:

- керування розробкою родовища;
- діагностики процесу видобутку;
- розділення продукту, що добувається.

Для зазначених вище цілей величина (відносно) похибки вимірювання, як правило, не повинна перевищувати 10%. Традиційні способи вимірювання дебітів розроблені таким чином, щоб вказана похибка не виходила за зазначений рівень. Методи вимірювання, що використовуються на даний час, практично не змінювалися протягом десятиліть. Вимірювання видобутку усе ще відповідає тим принципам, що були закладені на початку розвитку нафтової промисловості і полягали в тому, щоб розділяти продукт на газову, нафтову і водяну фази і вимірювати величину витрати кожної фази окремо.

Щоб одержати надійне вимірювання видобутку за допомогою тестового сепаратора, насамперед потрібно ефективно відокремити газ від рідини й у більшості випадків здійснити наступне відділення води від нафти. На промислах, де умови експлуатації, дебіти, відношення газ-рідина і вода-нафта є змінними, спостерігається поганий розділ фаз, що приводить до зниження точності вимірювання окремих фаз. Більшість витратомірів не допускає забруднення досліджуваного середовища іншими фазами. Більш того, промислові сепаратори найчастіше не оснащені багатоступінчастими або дублюючими вимірювальними системами, тому будь-яке відхилення від норми "неправильної" фази у вимірювальному приладі не визначається кількісно.

Крім проблем, пов'язаних з розділом фаз, сепаратори для пробної експлуатації, які використовуються як вимірювальні прилади,

включають ряд похибок, які обумовлені калібруванням, механічним ушкодженням, станом флюїдів, корозією, наявністю твердих часток.

Усе це приводить до того, що за результатами вимірювань за допомогою пробного сепаратора не можна бути упевненим у тому, що вимірювання мають представницький характер.

Труднощі, пов'язані з вирішенням зазначених проблем, полягають у тому, що для будь-якої організації керування даним процесом є досить складною задачею. У результаті неминуче приходиться або виконувати високо вартісну програму пробної експлуатації, або проводити вимірювання з низькою точністю.

Починаючи з 1984 р. корпорація «Шломберже» проводила наукові дослідження, спостерігала і моделювала багатофазні потоки, а також конструювала, оцінювала і проводила польові дослідження пристроїв для вимірювання витрат багатофазних потоків. Було випробувано безліч різних конструкцій, але найбільше застосування у виробництві одержали методики вимірювання, що ґрунтуються на взаємній кореляції і на вивченні ядерних процесів у трубі Вентурі. Можливості обох зазначених методик були досліджені на промислових об'єктах.

У 1995р. при випробуванні декількох свердловин на Близькому Сході було використано прототипи багатофазного витратоміра, заснований на принципі крос-кореляції. Суть способу крос-кореляції при вимірюванні багатофазного потоку полягає у здійсненні двох послідовних вимірювань у точках, розташованих уздовж труби на фіксованій відстані одна від іншої. Відповідно до даної методики потрібно виявити збурення потоку, що проходить повз обидві точки вимірювання, і потім розрахувати функцію крос-кореляції відгуків з метою визначення часу пробігу флюїду через дану відстань. Таким чином можна знайти швидкість поширення деякого компонента багатофазного потоку й потім використати знайдену величину для оцінки дебіту рідкої й газової фаз. Хоча на деяких свердловинах були отримані задовільні результати, успіх був досягнутий не всюди і він був непередбачуваний.

Експериментально визначено декілька точок, в яких існують значні розбіжності між дебітами рідини, виміряними за допомогою еталонного сепаратора для пробної експлуатації, і дебітами, виміряними за допомогою багатофазного витратоміра, що працює за принципом крос-кореляції. Головна причина зазначених розбіжностей пов'язана з тим, що зміни режиму плинину, викликані невеликими змінами умов потоку (тиску, температури, прохідного перерізу штуцера), дуже

впливають на модель інтерпретації функції взаємної кореляції.

Однак великі труднощі були викликані тим, що вимірювання дебітів у деякій свердловині, виконані в певний день і які характеризуються допустимою похибкою, могли не повторитися в тій же свердловині, при випробуванні останньої декількома днями пізніше. При цьому розбіжності виходили за межі допустимої точності вимірювань [3]. Фактично виявилось неможливим точно передбачити, коли подібні розбіжності виникнуть знову. Це означає, що вимірювання взаємної кореляції залежить від режиму плинину.

Практично із всіх нафтових і газових свердловин видобувається як мінімум двофазний потік, що складається з нафти або конденсату й газу. Дуже часто, особливо на пізніх стадіях експлуатації, разом з вуглеводнями видобувається вода. Це означає, що майже з кожної експлуатованої свердловини у світі на поверхню виливаються або будуть вилитися три фази флюїдів. Вимірювання трьох окремих дебітів перемішаних між собою фаз без їхнього попереднього поділу – неймовірно важке завдання. У цьому завданні шість невідомих, а саме:  $V_{\text{газ}}$ ,  $V_{\text{нафта}}$ ,  $V_{\text{вода}}$ ,  $A_{\text{газ}}$ ,  $A_{\text{нафта}}$  й  $A_{\text{вода}}$ , де через  $V$  позначена швидкість, а через  $A$  - відношення площі до затримки. Флюїди не завжди розділені між собою, що ще більше ускладнює завдання. Флюїди перемішані, перетворені в емульсію, в них утворюються завихрення, - і вся ця картина змінюється щосекунди.

Відомо, що на поверхні режим витікання флюїдів з нафтових і газових свердловин не є безперервним й однорідним. Режим витікання продукту змінюється у відповідності зі швидкістю переміщення й об'ємом рідини й газу, характерними для конкретних тисків й температури. У результаті випробування багатофазних витратомірів у промислових умовах протягом декількох років з'ясовано, що режим витікання не піддається надійному прогнозуванню [5]. Якщо продукт, що добувається зі свердловини, багатофазний, існує ймовірність того, що свердловина буде експлуатуватися майже при всіх режимах плинину. Наприклад, коли великий газовий об'єм виходить на поверхню через стовп, газованої рідини, що рухається, то пухирцевий режим плинину послідовно змінюється на глобулярний, туманний або кільцевий (включаючи зворотний кільцевий режим плинину).

Отже необхідною умовою є те, що багатофазний витратомір повинний функціонувати при всіх режимах плинину потоку і реагувати на високочастотні зміни параметрів потоку. Він не повинен працювати тільки при деяких визначених режимах плинину і не працювати при інших. Остання умова виявилася

нездійсненою при використанні методики вимірювань, заснованої на взаємній кореляції, тому що під час відсутності помітних збурень у потоці, що характерно для випадку однорідного плинину, вимірювання швидкості стає досить неточною процедурою.

Другою задачею, з якою зіткнулася методика взаємної кореляції, є те, що в свердловині часто відбуваються зміни неперервних фаз, наприклад, неперервний потік нафти змінюється неперервним потоком води. Подібна зміна неперервної фази вимагає знайти нові рішення. Нездатність початкових версій приладу забезпечити надійні вимірювання у всіх випадках привела до відмови від використання методики взаємної кореляції і до продовження наукових і технічних досліджень з метою розробки нового методу вимірювання параметрів багатофазного потоку.

Усвідомлення потреби в надійній методиці вимірювання привело до розуміння того, що поведінка потоків і фізика вимірювання є окремими питаннями, які потребують незалежних одне від одного рішень. Таке розуміння викликало розробку нових способів вимірювання багатофазних потоків і глибоку оцінку можливостей всіх застосовуваних у промисловості багатофазних витратомірів.

Результати проведених аналізів і досвідів [7] разом із науковими дослідженнями [1] і технічними розробками привели до висновку, що використання подвійних енергетичних спектральних характеристик гамма-випромінювання в поєднанні із трубкою Вентурі щонайкраще вирішує задачу одержання при роботі на нафтових промислах надійних вимірювань параметрів багатофазних потоків, не використовуючи попередньої сепарації.

У 1998р. програма розробки багатофазних витратомірів, що виконувалася корпорацією «Шлюмберже» [8], була об'єднана з дослідженнями стаціонарних систем вимірювання багатофазних потоків, що проводилися протягом 10 років компанією Framo Engineering AS, на основі використання подвійної енергії і трубок Вентурі [9-12], в результаті чого було створене спільне підприємство Phase Measurements AS. Це підприємство запропонувало технологію вимірювань з використанням подвійних енергетичних спектральних характеристик гамма-випромінювання і трубки Вентурі, так званої «технології  $V_x$ ». Придатність прийнятої концепції була підтверджена на різних потоках і перевірена дослідженнями на промислах з використанням прототипів [8,9]. При польових дослідженнях особлива увага приділялась флюїдам з високою в'язкістю, коли приходилося враховувати вплив в'язкості на звичайне рівняння Вентурі. Результати дослідження витратоміра  $V_x$

підтвердили висновок про те, що в даний час надійні автономні вимірювання потоків можна отримати за допомогою багатофазних витратомірів, а не пробних сепараторів.

Спосіб вимірювання на основі використання подвійних енергетичних характеристик і трубки Вентурі об'єднує трубку Вентурі з вимірюваннями подвійної спектральної щільності енергії гамма-випромінювання (відомими також за назвою «радіоденситометрія»). Вимірювальна секція приладу складається із двох головних елементів:

трубки Вентурі з датчиками тиску, температури й диференціального тиску;

детектора гамма-випромінювання, що працює за принципом подвійної енергетичної спектральної характеристики й розташованого у місці звуження трубки Вентурі, а також радіоактивного хімічного джерела.

Перепад тиску між входом у трубку Вентурі й місцем її звуження використовується для розрахунку повного дебіту, тобто у такий же спосіб, як це робиться при використанні традиційних однофазних витратомірів Вентурі. Вимірювання тиску й температури використовуються для оцінки властивостей флюїдів в умовах викидної лінії. За допомогою вимірювача гамма-випромінювання здійснюється визначення часток нафти, води й газу, а також густини суміші. Дебіти окремих фаз розраховуються шляхом множення загального дебіту маси на масову частку фази.

Багатофазні витратоміри, засновані на використанні подвійних енергетичних характеристик і трубок Вентурі, продовжували розвиватися з моменту їхнього промислового впровадження в 1994р. компанією Framo Engineering. У результаті їхнього широкого застосування на промислах і триваючому технічному удосконаленні значно підвищилася надійність роботи витратомірів і покращилися їхні експлуатаційні характеристики.

При вимірюваннях подвійної спектральної щільності енергії гамма-випромінювання використовується одиночне хімічне радіоактивне джерело, що випромінює гамма-промені різної енергії. Сцинтиляційний детектор, розташований на протилежному боці, виявляє ті гамма-промені, які не були поглинуті потоком, що протікає через трубку Вентурі. Фотопомножувач перетворює імпульси світла в електричні сигнали, які потім обробляються в цифровому виді. Детектор реєструє інтенсивність гамма-випромінювання й енергетичний рівень кожного гамма-променя, будує повний спектр енергії, випромінюваної джерелом. Ця технологія спеціально запозичена з ядерних вимірювань, які були розроблені для проведення тросових і

каротажних досліджень під час буріння. У результаті була досягнута висока швидкість обробки даних.

Ступінь загасання гамма-випромінювання під впливом флюїдів вимірюється на двох різних енергетичних рівнях. Крос-пліт, побудований за результатами вимірювання інтенсивності випромінювання, утворює основу для визначення часток нафти, води й газу в суміші. Ступені загасання в суміші на двох енергетичних рівнях порівнюються зі ступенями загасання, створюваними чистими нафтою, водою й газом. Із проведеного порівняння можна одержати ряд параметрів, наприклад, частки флюїдів (рідини, газу, нафти й води), відношення вода-рідина (ВВР) і густину суміші.

Інтенсивність високоенергетичного випромінювання пов'язується переважно із щільністю суміші, а інтенсивність низькоенергетичного випромінювання залежить як від складу, так і від щільності флюїду і в такий спосіб реагує на відношення вода-рідина. Оскільки вплив ВВР і щільності суміші на зазначені вище два загасання поєднуються, багатофазний витратомір вирішує дану систему рівнянь щодо затримок нафти, газу й води.

Загальний масовий дебіт спочатку розраховується по щільності суміші, отриманої за даними гамма-денситометрії і перепаду тиску. Коефіцієнт витрати при витіканні з трубки Вентурі знаходиться як функція числа Рейнольдса рідини з наступним обліком багатофазності потоку. Затримка газу перетворюється в значення масової частки газу за допомогою закону ковзання, отриманого в результаті гідромеханічного моделювання і підтвердженого досвідченими даними. Коефіцієнт ковзання газу щодо рідини є функцією частки газу, відношення густин рідини і газу і в'язкості рідини. Щільності нафти, води й газу відомі з моделі співвідношення тиск-об'єм-температура. В'язкість рідини оцінюється за в'язкістю нафти. ВВР і точку інверсії нафта-вода знаходять способом, описаним у [8].

Надійність вимірювань визначається насамперед стабільністю вимірювань за допомогою трубки Вентурі. Однак досягнутий за допомогою технології унікальний рівень точності цілком визначається точністю вимірювання часток. У випадку стаціонарних систем довгострокова стійкість процесу вимірювання часток відіграє істотну роль в одержанні гарантовано вільних від дрейфу вимірювань об'ємних часток газу і ВВР. Однак погіршення експлуатаційних характеристик промислових ядерних детекторів, що працюють у суворих умовах, приводить до зниження вимірюваної детектором швидкості рахунку. Подібне зменшення швидкості рахунку може інтерпретуватися як зменшення об'єму частки газу і збільшення ВВР, що

спричиняє помилкове визначення дебітів газу, рідини, води й нафти. Дані ефекти посилюються при збільшенні температури.

Деякі нафтові компанії [5, 6, 14] продемонстрували переваги багатофазних витратомірів над пробними сепараторами при використанні їх на промислах. На додаток до питань якості даних були відзначені поліпшення в справі забезпечення безпеки робіт і матеріально-технічному постачанні, а також скорочення тривалості пробних вимірювань. У даний час розробляються нові методики експлуатації за допомогою накачування азоту через гнучкі насичено-компресорні труби, оптимізації газлифтною експлуатації, оцінки якості розкриття шару й розробки покладів, у яких використовуються унікальні переваги вимірювання параметрів багатофазних потоків.

Багатофазні витратоміри використовуються також для таких наступних цілей:

випробування свердловин у тих випадках, коли наявні витратоміри несправні або мали інший тип розмір;

калібрування наявних витратомірів;

ревізія промислового устаткування, що включає витратоміри, сепаратори й засувки з метою складання переліків робіт з технічного обслуговування;

оптимізація режиму роботи електричних заглибних насосів;

розподіл по свердловинах кількості води, нафти й газу що видобувають.

Цінність більш якісних вимірювань потоку можна легко показати на прикладі ухвалення рішення про проведення операцій для збільшення дебіту свердловини. Часто рішення про заміну насосів, гідророзриву пласта і проведенні інших операцій приймаються на основі того, що після їхнього проведення очікується ріст видобутку нафти. Щоб розрахувати представницьку картину припливу в тріщину пласта, необхідно володіти правильними значеннями дебітів. Неправильні дані про дебіти можуть привести до того, що операції по збільшенню дебіту тріщини виявляться неефективними, або відбудеться уповільнення видобутку (шпари стануть недодавати продукцію) у результаті недооцінки потенціалу тріщин (унаслідок заниження значень дебітів). Є випадки, коли промислові витратоміри дають похибку до 30% і більше. У деяких випадках потенційні вигоди від заміни неправильного рішення

на основі помилкових даних про потік на правильне рішення, засноване на точних даних про потік, досить помітні.

При ухваленні рішення щодо продовження робіт з використанням або традиційних, або багатофазних вимірювань продукту, що видобувається, може існувати деякий компроміс. Застосування багатофазних витратомірів поки що не є рішенням усіх задач в нафтогазовій промисловості. Але їхнє використання доводить, що вони є ефективним рішенням проблеми одержання вимірювань при випробуванні свердловин у багатьох випадках. У будь-якому випадку багатофазні вимірювання займають міцні позиції в майбутньому при керуванні процесом експлуатації свердловин.

1. *Економидес М.Дж., Хилл А.Д., Елліс-Економидес К., Системи добычи нефти .- СПб.:Пумер, 2002.-256с.*
2. *Mechdizade P. Multi-phase flow measurements/Materials Workshop of ingeniering.-Hart,1998.-P. 63-70.*
3. *Hammer E.A., Johansen G.A. Main principes multi-phase flow measurements/ "Multiphase '97", Kann, 1997, BHR Group Publ. No.24, MEP, IABN 1 806058 089 0 601-608.-P.28-34.*
4. *Witeyer T., Kinghorn F.K., Paton P. Characteristic of work flow measurements// Agar MPFM-301, MFILP, Fluenta MPFM 1900VI u FRAMO MFM. National technical laboratories, Glasgo, Uk, 1996.-p.175-180.*
5. *Atkinson I & oth. Nowadays flow measurements of Schlumberger u Framo Eng. AS// 17-North Sea flow measurement Workshop.-Oslo, Norway, 1999.-p.181-186.*
6. *Torkildsen B.G. & oth. measurements of petroleum. 13 North Sea flow measurement Workshop multi-phase technology.- Oslo, Norway, 1996.-p.256-262.*
7. *Shirz A.M. Using methods of MEGRA for measurement flow. 4-th Workshop multi-phase technology.- London, 1998.-p.62-68.*
8. *Beck M.S., Plaskovski A. 1987 Cross-correlation flowmeters: Their design and application.-Bristol: Adam Hilger.-p.12-16.*
9. *Farestvedt L. 1994 Field testing of the Fluenta WIOM 300 water-in-oil-monitor. The North Sea flow measurement Workshop.-Oslo, Norway,1994.-p.56-58.*
10. *Райтер П.М., Карнаш О.М. Методи апаратної реалізації нейронних мереж при вимірюванні витрати вуглеводневих потоків// Методи та прилади контролю якості – 2003, №9ю-С.23-29.*
11. *Hammer E.A., Johansen G.A. 1997 Process tomography in the oil industry – state of the art of future possibilities Meas. Control 30 212.-p.56-54*