

Наука — виробництву

УДК 622.273

ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ЗМЕНШЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТ У ПРОЦЕСІ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ

Р.М. Попадюк, Я.В. Соломчак, Я.В. Волочій

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nung.edu.ua*

Проаналізовано основні причини втрат тепла у процесі видобування, збирання та підготовки нафто-промислової продукції. Встановлено залежність втрат тепла від окремих чинників та пропонуються шляхи їх зменшення.

Ключові слова: тепло, тепловтрати, підготовка, технологія, нафта.

Проанализированы основные причины потерь тепла при добыче, сборе и подготовке нефтепромышленной продукции. Установлены зависимости потерь тепла от отдельных факторов и предложены пути их уменьшения.

Ключевые слова: тепло, теплопотери, подготовка, технология, нефть.

The basic reasons of heat losses during production, gathering and treating of oil and are analysed. The dependence of heat losses on the separate factors is established and the directions of their reduction are offered.

Keywords: heat, heat losses, technology, oil, processing.

Відомо, що нафтогазовидобувна промисловість відноситься до найбільш енерго- і матеріаловитратних галузей промисловості. Основні енергетичні витрати відбуваються в процесі експлуатації нафтових свердловин механізованими способами, транспортування свердловинної продукції та в системі збирання і безпосередньо в процесах підготовки. Аналітичний аналіз таких втрат, їх зіставлення з фактичними, які мають місце на кожному конкретному нафтовому родовищі, дав змогу встановити і пріоритетні напрямки впровадження енергозберігаючих технологій.

Вказані проблеми в даній роботі розглядаються, в основному, стосовно визначення енергетичних (теплових) втрат в процесі підготовки та зберігання нафти на промислах. Першочерговість розглядання їх полягає в тому, що основним способом підготовки нафти або її деємультсації є термохімічний спосіб, що передбачає необхідність підігрівання нафти-сирцю звичайної в'язкості до температури 40-60°C, а у випадку високов'язкої нафти – до значно вищої температури. До цього часу на більшості нафтових родовищ підготовка нафти здійснюється, здебільшого, за резервуарною технологією, тобто з використанням значної кількості резервуарів, що об'єктивно вимагає значної кількості тепло-ти для її підготовки, що супроводжувалось значними, часто невикористаними, витратами енер-

гоносіїв. Пояснюється це тим, що практично всі сталеві резервуари, які використовуються в даний час на промислах, не мають термоізоляції. Більшість спроб такої ізоляції призвели до значних ускладнень при експлуатації резервуарів, в тому числі і до зменшення їх механічної стійкості та збільшення корозії зовнішньої поверхні.

Аналітичні розрахунки, що описують процес теплопередач та теплообміну під час підготовки нафти, виконувались з використанням класичних формул. В даному випадку основною для розрахунку є формула для визначення втрат тепла в навколишнє середовище через всю площу поверхні металевого резервуару типу РВС:

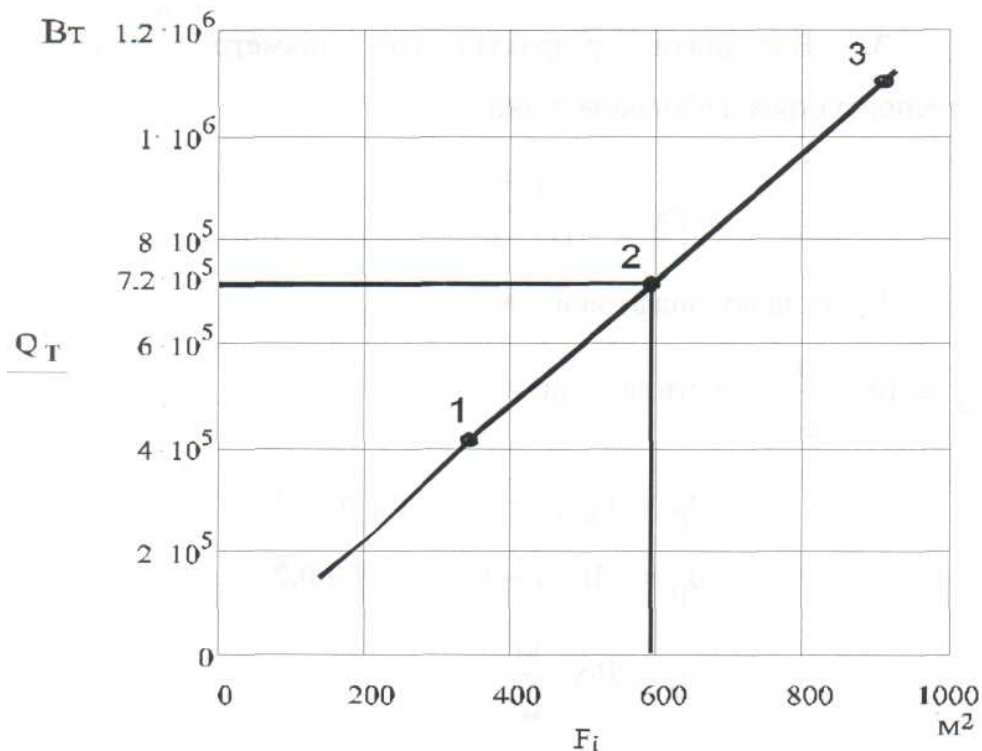
$$Q_m = K \cdot F \cdot \Delta t, \quad (1)$$

де: K – сумарний коефіцієнт теплопередач від рідини, що зберігається чи проходить промислово підготовку;

F – загальна площа поверхні бокової стінки, днища та покрівлі резервуара;

Δt – температурний перепад.

При достатньо складному визначенні коефіцієнта K використано існуючі наукові рекомендації [1]. Деякі узагальнені їх результати оформлені у вигляді графіків, як це для прикладу зображено на рисунку 1, тобто як залежність втрат тепла Q_m від загальної площі резер-



1 – PVC-400; 2 – PVC-1000; 3 – PVC-3000

Рисунок 1 – Залежність сумарних втрат тепла в навколишнє середовище від загальної поверхні резервуара

вуарів та з врахуванням існуючих стандартних типів.

В даному випадку прийнято, що температура зберігання або підготовки нафти в резервуарі дорівнює 50°C, а зовнішня атмосферна температура – 20°C (тобто особливо енерговитратний період). Густина нафти, що визначає її теплофізичні властивості, – 800 кг/м³. Також розглядається умова повного заповнення резервуара рідиною.

Те, що втрати тепла в навколишнє середовище лінійно залежать від загальної поверхні резервуара, пояснюється аналітичною залежністю (1). Така ж залежність їх від стандартних типів резервуарів пов'язана з прийнятими на даний час геометричними характеристиками резервуарів PVC. Очевидно, що за інших вихідних даних і, в першу чергу, за різних перепадів температур лінійна залежність сумарних втрат тепла від загальної поверхні буде відрізнятися від зображеної на рис. 1.

Крім того, за результатами розрахунків за формулою (1) та відповідними графічними залежностями можна визначити абсолютні значення, але неможливо встановити відносні втрати тепла під час зберігання та у процесі підготовки нафти і загальну витрату енергоносіїв для їх відшкодування. Таке порівняння можна провести наступним чином.

Підігрівання рідини в резервуарах проводиться здебільшого шляхом спалювання нафтового газу, що виділяється на перших ступенях сепарації в блочних підігрівальних установках типу ПТБ або в стаціонарних котельнях.

Кількість тепла, яка при цьому утворюється, визначається за формулою

$$Q = V_2 \cdot G_2 \cdot \eta, \quad (2)$$

де: V_2 – об'ємна витрата газу;

G_2 – теплотворна здатність газу, що залежить від молекулярного складу газу, і для метану становить близько 74 кДж · м³/К;

η – коефіцієнт корисної дії нагрівальної апаратури. Згідно з технічними даними $\eta \approx 0,6$.

В даній роботі йдеться не про визначення загальної кількості теплоти, необхідної для підігрівання всієї маси рідини в резервуарах, а про запобігання її невикористаних витрат. Тому, прирівнюючи рівняння (1) і (2), отримуємо формулу

$$Q_m = V_2 \cdot G_2 \cdot \eta. \quad (3)$$

Звідси легко визначити абсолютне значення витрати газу V_2 .

З іншого боку, враховуючи, що теплотворна здатність 1000 м³ газу прирівнюється до 1 т нафти, є доцільним визначення абсолютних Q_n чи відносних еквівалентних $Q_n / Q_{\text{сум}}$, де $Q_{\text{сум}}$ – об'єм нафти (емульсії) в резервуарах.

Проведені в даній роботі розрахунки свідчать, що відносні місячні втрати нафти для вказаних вище вихідних даних сягають 5% від загальних об'ємів їх зберігання та підготовки. При цьому, внаслідок вказаних особливостей, залежності процесів теплообміну від конструктивних особливостей резервуарів та існуючих методик їх розрахунків, ця цифра не залежить від загального об'єму резервуарного парку або кількості та типу PVC.

Звичайно, такі значні втрати тепла та теплоносіїв існують тільки в термонеізованих резервуарах в холодний період року. Якщо ж врахувати втрати вуглеводнів у резервуарних парках внаслідок випаровування (а це часто не менше 2-3% від об'ємів видобування нафти), значні втрати від недосконалості загальних процесів нафтовидобування (освоєння свердловин, їх дослідження та ремонт, підтримання пластового тиску заводненням) та аварійні втрати, то об'єми втрачених вуглеводнів в даний час є просто неприпустимими [2].

Що стосується тільки процесів підготовки нафти, то на більшості нафтових промислів потрібно завершити реконструкцію термохімічних установок підготовки шляхом впровадження сучасних блочних установок типу УДО, відмовившись повністю від резервуарної технології. При цьому необхідно широко впроваджувати такі високоефективні та енергозберігаючі технології, як підготовка нафти у газонасиченому стані, повторне подавання дренажної води в установку підготовки нафти, обов'язкове використання теплообмінної апаратури при значних об'ємах підготовки високообводненої нафти та ін.

Необхідно також переймати досвід обладнання та експлуатації термоізованих резервуарів, набутий працівниками резервуарних парків магістрального транспортування нафти та нафтопродуктів. Сучасні ізоляційні матеріали типу пінополіуретан з покриттям його синтетичними плівками є достатньо ефективними, легкими та надійними під час тривалої експлуатації резервуарів.

Проаналізуємо ефективність та рівень енергетичних і теплових витрат в інших основних процесах видобування нафти

1 Процес експлуатації видобувних свердловин.

В процесі експлуатації свердловин основні витрати зумовлені необхідністю піднімання продукції на значну відстань від вибою (від динамічного рівня) на поверхню. Оскільки більшість видобувних свердловин нафтових родовищ України експлуатуються здебільшого штанговим глибинно-насосним способом, то об'єктивно енерговитрати є досить значними. Одночасно в більшості випадків у насосних свердловинах відбувається значна перевитрата енергії та її неефективне використання, що пояснюється:

- низьким коефіцієнтом подачі штангової глибинно-насосної установки за наявності значної кількості газу та великою довжиною підвіски плунжерних насосів;

- застосуванням глибинних плунжерних насосів для відкачування високов'язкої нафти, що викликає багато ускладнень, в тому числі зменшення коефіцієнта подачі, збільшення зусиль на колону штанг і зменшення міжремонтного періоду роботи свердловин, тобто є причиною підвищеної аварійності та збільшення кількості підземних ремонтів.

Поширення штангового глибинно-насосного способу експлуатації свердловин пояснюється його високою універсальністю і достатньо високим, за сприятливих умов, коефіцієнтом корисної дії, що може сягати 0,7-0,8. Однак через ускладнення, що виникають в процесі експлуатації свердловин, коефіцієнт подачі ШГНУ не перевищує 0,2-0,3, тому енергетичні витрати на процес піднімання нафти на поверхню збільшуються у декілька разів.

Крім того, експлуатація свердловин завжди супроводжується значним падінням температури свердловинної продукції. Існуюча конструкція свердловин із значною кількістю опущених в них в процесі буріння металевих колон призводить до того, що за середньої пластової температури нафтових родовищ України (близько 60-70°C) температура свердловинної продукції з наближенням до гирла свердловини зменшується до природної геотерми – близько 10-15°C. Це викликає значні ускладнення в процесі експлуатації свердловин, що пов'язані з відкладанням парафіну, смол та солей на стінках обладнання. Руйнування таких відкладів є додатковим значним джерелом витрат енергії та тепла.

Слід також зазначити, що нині існуюча практика повсюдної експлуатації установок ШГН на нафтових промислах за певних умов є низькоефективною і недоцільною. В ускладнених умовах експлуатації свердловин (висока в'язкість нафти, значний вміст механічних домішок та асфальто-смоло-парафінових речовин, складний профіль стовбура свердловин та ін.) слід використовувати менш розповсюджені механізовані насосні способи експлуатації за допомогою гвинтових, струминних, діафрагмових, звичайних серійних електровідцентрових або спеціально розроблених конструкцій насосів.

2 Системи внутрішньопромислового транспортування свердловинної продукції та підтримання пластового тиску (ППТ).

Значні енергетичні витрати в поверхневих системах облаштування нафтових родовищ є неминучими, що пояснюється не тільки значними об'ємами видобування високообводненої та газованої продукції, але й значною протяжністю трубопроводів. Значний термін експлуатації, низька якість матеріалу, ненадійний захист від корозії та відсутність термоізоляції – це далеко не повний перелік існуючих недоліків промислових трубопроводів, що стають причиною значних експлуатаційних, енергетичних та теплових витрат.

У разі використання у системі ППТ попутної води, що характеризується високою корозійною активністю та високим вмістом неорганічних солей, які утворюють важкоруйнівні відклади на внутрішніх стінках нафтопромислового обладнання, збільшуються енергетичні та теплові витрати. Крім того, існуючі технології промислової підготовки свердловинної продукції передбачають попереднє скидання підтоварної води для відстоювання в каналізацій-

ні системи чи у відкриті ставки або, в кращому випадку, вода проходить резервуарне доочищення. Тобто вода, виділена з установок підготовки нафти і підігріта до значної температури (40-50°C), знову охолоджується.

Як бачимо, на всіх етапах видобування, підготовки та транспортування нафти відбуваються не виправдані втрати енергетичних ресурсів. Тому в процесі проектування і впровадження нових систем розробки родовищ необхідно передбачати переважне або повне використання блочного герметизованого обладнання на всіх об'єктах видобування, підготовки і транспортування свердловинної продукції.

Література

1 Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: підручник / Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 517 с.

2 Збір і підготовка нафтопромислової продукції: навчальний посібник / Попадюк Р.М., Соломчак Я.В. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 194 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
09.06.10
Рекомендована до друку професором
Бойком В.С.*