

ДОСЛІДЖЕННЯ УМОВ УТИЛІЗАЦІЇ НАФТОВИХ ГАЗІВ

О.В.Паневник

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42331,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Досліджено характер утворення нафтових газів у газовому просторі нафтового резервуара протягом доби в літній та зимовий періоди експлуатації та визначено необхідні умови використання ежекційної системи для утилізації легких фракцій нафтопродуктів. Встановлено принципову можливість використання енергії стовпа нафти в резервуарі як силового привода струминного апарата системи утилізації нафтових газів.

Исследован характер образования нефтяных газов в газовом пространстве нефтяного резервуара в течение суток в летний и зимний периоды эксплуатации и определены необходимые условия использования эжекционной системы для утилизации легких фракций нефтепродуктов. Установлена принципиальная возможность использования энергии столба нефти в резервуаре в качестве силового привода струйного аппарата системы утилизации нефтяных газов.

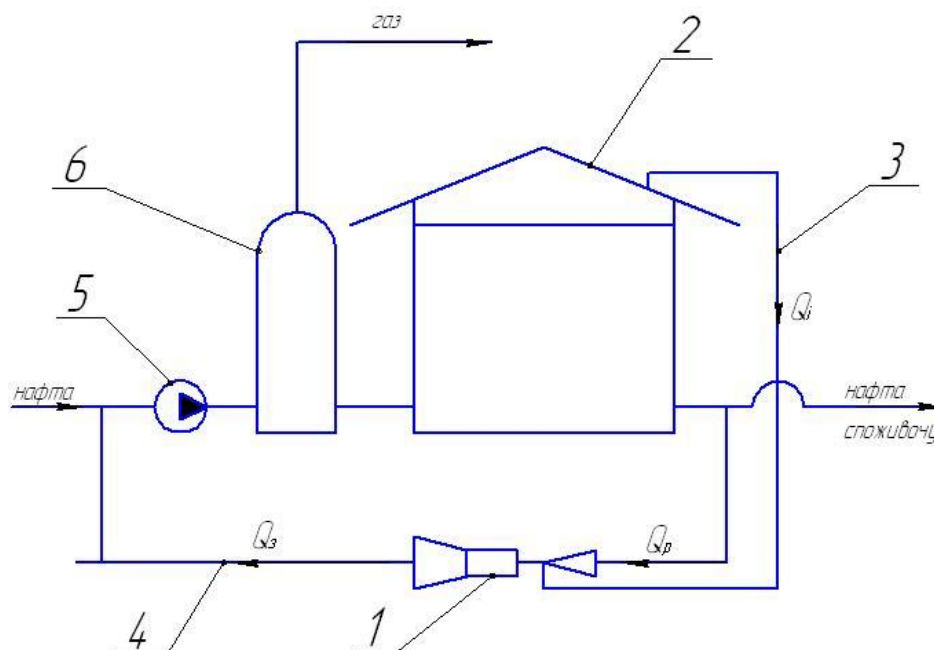
Character formation of oil gases is probed in gas space of oil reservoir during days in summer and winter periods of exploitation and the necessary terms of the use of the jet system are certain for utilization of easy factions of oil. Of principle possibility of the use energy of post oil is set in a reservoir as a power drive jet systems utilization of oil gases.

В негерметизованих системах збору нафти широкого поширення набули резервуарні парки, втрати легких фракцій в яких сягають 3% від загального об'єму видобування нафти [1]. Значні економічні втрати, забруднення навколишнього середовища та підвищена вибухопожежонебезпека визначають актуальність робіт, спрямованих на розробку систем уловлювання легких фракцій нафтопродуктів у резервуарних парках та окремо розміщених резервуарах систем збору нафти. Перспективним напрямком досліджень, таким чином, є вдосконалення існуючих схем уловлювання парів нафти і газу в резервуарах, наукове обґрунтування оптимальних режимів експлуатації та їх практична реалізація.

Для утилізації газів, що виділяються під час експлуатації нафтових і газових родовищ (зокрема у разі застосування резервуарів), можуть застосовуватись гвинтові компресори та ежектори. Виробничий досвід довів, що гвинтові компресори надійно перекачують сухі гази; в інших випадках часто спостерігається їх відмова. Крім того, експлуатаційні параметри гвинтових компресорів не завжди задовольняють необхідним умовам експлуатації. Газові ежектори також не завжди можуть застосовуватись для утилізації низьконапірних газів, оскільки не на кожному родовищі наявне джерело газу високого тиску, що використовується для створення робочого потоку [2]. Для утилізації вуглеводневих газів може використовуватись рідинно-газовий ежектор [3, 4], до складу якого входить силовий привід у вигляді відцентрового насоса. Наявність додаткового обладнання (відцентрового насоса) є недоліком такої схеми, оскільки вимагає розробки системи автоматичного керування ежектором в умовах періодичної зміни умов його експлуатації.

В роботі [5] автором запропонована ежекційна система з силовим приводом у вигляді стовпа нафти в резервуарі. Запропонована система має здатність до саморегулювання. Змінний режим роботи ежекційної системи забезпечує вирівнювання тиску в газовому просторі резервуара. Ефективне використання удосконаленої ежекційної системи вимагає розробки теоретичних основ її роботи, що є метою досліджень, результати яких викладено в даній статті.

Згідно із запропонованою схемою ежекційної системи (рис. 1) робоча насадка струминного апарата 1 під'єднана до нижньої частини нафтового резервуара 2. Всмоктувальна лінія 3 струминного апарата з'єднана з газовим простором резервуара, а напірна лінія 4 – зі всмоктувальною лінією відцентрового насоса 5. Тиск стовпа нафти в резервуарі формує робочий потік з витратою Q_p через робочу насадку струминного апарата. Внаслідок розрідження, яке створюється в приймальній камері струминного апарата, відбувається підсмоктування парів нафти і газу вздовж лінії 3 з витратою Q_i . В камері змішування струминного апарата нафта змішується з нафтовими газами. Змішаний газорідинний потік з витратою Q_3 вздовж напірної лінії 4 прямує у всмоктувальну лінію відцентрового насоса 5, який подає нафтогазову суміш в сепаратор 6 і в резервуар 2. Підвищення тиску в газовому просторі резервуара викликає зростання витрати робочого потоку Q_p , внаслідок чого інтенсифікується відсмоктування нафтового газу. Зниження тиску в газовому просторі резервуара викликає зворотний процес. Періодична зміна режиму роботи струминного апарата сприяє вирівнюванню тиску газу в резервуарі.



1 – струминний апарат; 2 – нафтовий резервуар; 3 – всмоктувальна лінія струминного апарата; 4 – напірна лінія струминного апарата; 5 – відцентровий насос; 6 – сепаратор

Рисунок 1 – Ежекційна система для уловлювання нафтових газів

Основою ефективного використання ежекційної системи є баланс двох величин: інтенсивності виділення парів нафти і газу в газовому просторі та продуктивності струминного апарата. Перший етап розрахунку, таким чином, включає оцінку умов використання ежекційної системи, порядок визначення яких наведений в даній роботі.

Кількість газів і парів нафти, що утворюється в резервуарі за одиницю часу, можна визначити за формулою [6]

$$Q_c = Q_B + Q_M + Q_p + Q_{ВЕНТ}, \quad (1)$$

де Q_B , Q_M , Q_p , $Q_{ВЕНТ}$ – кількість газів і парів нафти, що викидаються за рахунок відповідно великих „дыхань” резервуара, малих „дыхань” резервуара, розгазування нафти, вентиляції відкритого резервуара.

Великі „дыхання” резервуара мають місце під час наповнювання резервуара і можуть визначатись за формулою

$$Q_B = \frac{V_H \cdot c}{100}, \quad (2)$$

де: V_H – об’єм нафти, що надходить в резервуар за час заповнення, м³/год;

c – середній об’ємний вміст газів і парів нафти в газоповітряній суміші, що викидається з резервуара, %.

Чим більший темп наповнювання резервуарів, тим більша кількість витискуваного за одиницю часу газу. У процесі відкачування нафти звільнений простір в резервуарі заповнюється атмосферним повітрям. Якщо температура навколишнього середовища нижча за температуру нафти, відбувається збільшення об’єму за-

міщуваного повітря і додаткове витиснення газоповітряної суміші.

Об’єм газового простору визначає об’єм викидів за рахунок малих „дыхань” резервуарів. Мали „дыхання” можливі у разі позитивної зміни температури оточуючого повітря і від’ємної зміни атмосферного тиску. Підвищення температури навколишнього повітря викликає збільшення об’єму газоповітряної суміші за постійної величини газового простору в резервуарі, а зменшення атмосферного тиску викликає виділення розчинених парів нафти і газів. Об’єм газу, що виділяється під час малих „дыхань” резервуара визначаємо за емпіричною формулою

$$Q_M = \frac{c \cdot V_G}{t} \cdot \left(\frac{\Delta T_t}{90} + \frac{\Delta P}{4 \cdot 10^8} \right), \quad (3)$$

де: V_G – об’єм газового простору в резервуарі;

ΔT_t – зміна температури повітря за час t ;

ΔP – зміна атмосферного тиску (Па) за час t .

При від’ємній зміні атмосферної температури і додатній зміні тиску виділення газу від малих „дыхань” резервуара відсутнє.

Кількість газів Q_p , що виділяються в процесі розгазування нафти в резервуарі, залежить від тиску в кінцевій сепараційній установці та об’єму нафти, що надходить.

Розглянемо випадок, коли випаровування відбувається тільки внаслідок великих та малих „дыхань” резервуара

$$Q_G = \frac{V_H \cdot c}{100} + \frac{c \cdot V_G}{t} \cdot \left(\frac{\Delta T_t}{90} + \frac{\Delta P}{4 \cdot 10^8} \right). \quad (4)$$

Визначимо кількість газів, які виділяються резервуаром, що входить до складу системи збору нафти і газу Суходільського нафтогазоконденсатного родовища. Для проведення розрахунків використані такі вихідні дані: об'єм резервуара – 2000 м³; діаметр резервуара – 15,194 м; висота нафти в резервуарі – 10 м; об'єм нафти, що надходить в резервуар за час заповнення – 60 м³/год; середній об'ємний вміст газів і парів нафти в газоповітряній суміші – 0,1%. В процесі досліджень використовувались значення тисків в газовому просторі та температур, які мали місце у ході експлуатації реальних нафтових резервуарів. Визначення тисків та температур здійснювались з інтервалом у 3 год. як в літній, так і у зимовий період експлуатації (рис. 2, 3). Під час проведення обчислень використовувалась програма MathCad.

Враховуючи отримані залежності, можна зробити висновок про небезпечні години роботи технічного персоналу: взимку це години близько 9 ранку і 18 вечора, а влітку – близько 6 ранку і з 18 до 21 вечора. В ці періоди технічному персоналу необхідно дотримуватись підвищених заходів безпеки.

Величина випаровування газу Q_G повинна відповідати витраті інжектованого потоку інжекційної системи Q_i . Розглянемо три можливі випадки співвідношення даних величин.

1. Якщо утворюваний в газовому просторі резервуара об'єм газів перевищує граничну продуктивність інжекційної системи $Q_G > Q_i$, то частина нафтових газів повинна надходити в атмосферу.

2. У випадку рівності цих величин $Q_G = Q_i$ весь нафтовий газ з резервуара утилізується струминним апаратом.

3. У випадку перевищення витрати інжектованого потоку інтенсивності утворення нафтових газів $Q_G < Q_i$ в газовий простір резервуара через дихальну арматуру повинна надходити частина атмосферного повітря.

З точки зору економічної доцільності бажаною є робота струминного апарата за другим варіантом, який, однак, важко реалізувати на практиці внаслідок дії значної кількості непередбачуваних чинників. При проектуванні режимів експлуатації струминного апарата, таким чином, необхідно орієнтуватись на третій варіант співвідношення газових витрат $Q_G < Q_i$.

Ще один параметр, який необхідно врахувати при визначенні режиму роботи струминного апарата, – це тиск газів в газовому просторі резервуара P_G . Як і у випадку з газовими витратами можливі три варіанти співвідношення тисків газу в резервуарі P_G та у всмоктувальній лінії струминного апарата P_i . Співвідношення тисків і газових витрат є взаємодоповнюючими та мають рівнозначний вплив на роботу інжекційної системи. При проектуванні режимів експлуатації струминного апарата приймаємо: $Q_G < Q_i$; $P_G > P_i$.

Враховуючи, що стовп нафти в резервуарі використовується як силовий привод струминного апарата, виникає питання щодо стабільності збереження необхідного напору у ході експлуатації системи уловлювання газів. Внаслідок витікання нафти через робочу насадку струминного апарата її рівень в резервуарі і величина гідростатичного тиску зменшується, що викликає зміну режиму роботи інжекційної системи і зниження витрати інжектованого потоку. В процесі теоретичних досліджень необхідно визначити вплив зміни рівня нафти в резервуарі внаслідок її витікання через робочу насадку струминного апарата на режим його роботи. Дослідження впливу рівня нафти в резервуарі зводиться до розв'язання класичної задачі про витікання рідини з посудини із сталою площею поперечного перерізу під дією змінного напору (рис. 4).

Витікання нафти через робочу насадку за змінного рівня відбувається при неусталеному русі. Із зміною рівня нафти в резервуарі змінюється швидкість витікання нафти і, як наслідок, її витрата. Тому під час визначення часу часткового витікання слід мати на увазі, що витрата через отвір відповідає певному напору, який зберігається протягом безмежно малого часу. Для визначення часу витікання через отвір при зміні рівня рідини від z_1 до z_2 використовуються такі положення: вважаємо, що нафта витікає з резервуара з постійною площею перерізу F_{II} по висоті, а гідравлічні втрати в елементах струминного апарата зосереджені в його робочій насадці. Змінний рівень нафти в резервуарі позначимо через z , а зміну рівня за час dt через $(-dz)$. Знак „мінус” біля dz вказує, що величина z змінюється в бік зменшення. Тиск на вільній поверхні нафти становить P_G , а біля отвору робочої насадки – P_H [7].

Для безмежно малого проміжку часу dt запишемо очевидні співвідношення

$$dV = Q \cdot dt = \mu_p \cdot F_p \cdot \sqrt{2g \cdot \left(z + \frac{P_G + P_H}{\rho g} \right)} \cdot dt, \quad (5)$$

$$dV = -F_{II} \cdot dz, \quad (6)$$

де: μ_p – коефіцієнт витрати робочої насадки;
 F_p – площа перерізу робочої насадки;
 g – прискорення земного тяжіння.

Після спільного розв'язку рівнянь (5), (6) запишемо

$$dt = - \frac{F_{II}}{\mu_p \cdot F_p \cdot \sqrt{2g}} \cdot \left(z + \frac{P_G + P_H}{\rho \cdot g} \right)^{-0.5} \cdot dz. \quad (7)$$

Наближений час витікання нафти (для випадку $P_G = P_H$), враховуючи (7), визначимо за формулою

$$t = \frac{2 \cdot F_{II}}{\mu_p \cdot F_p \cdot \sqrt{2g}} \cdot (\sqrt{z_1} - \sqrt{z_2}). \quad (8)$$

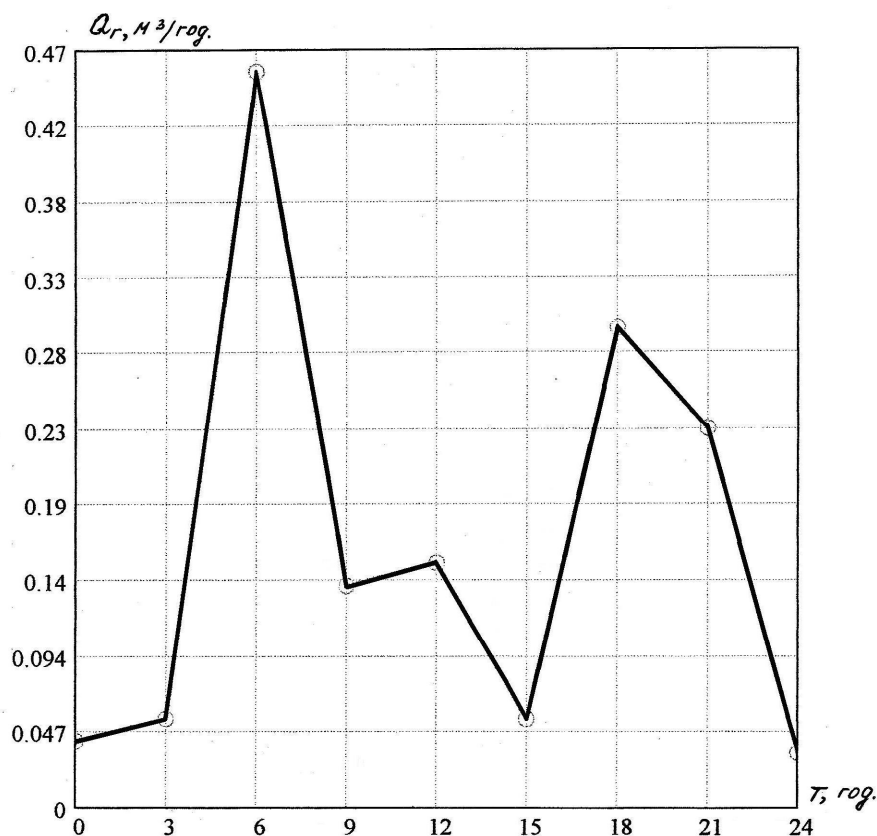


Рисунок 2 – Випаровування газів і парів нафти з резервуара протягом доби в зимовий період

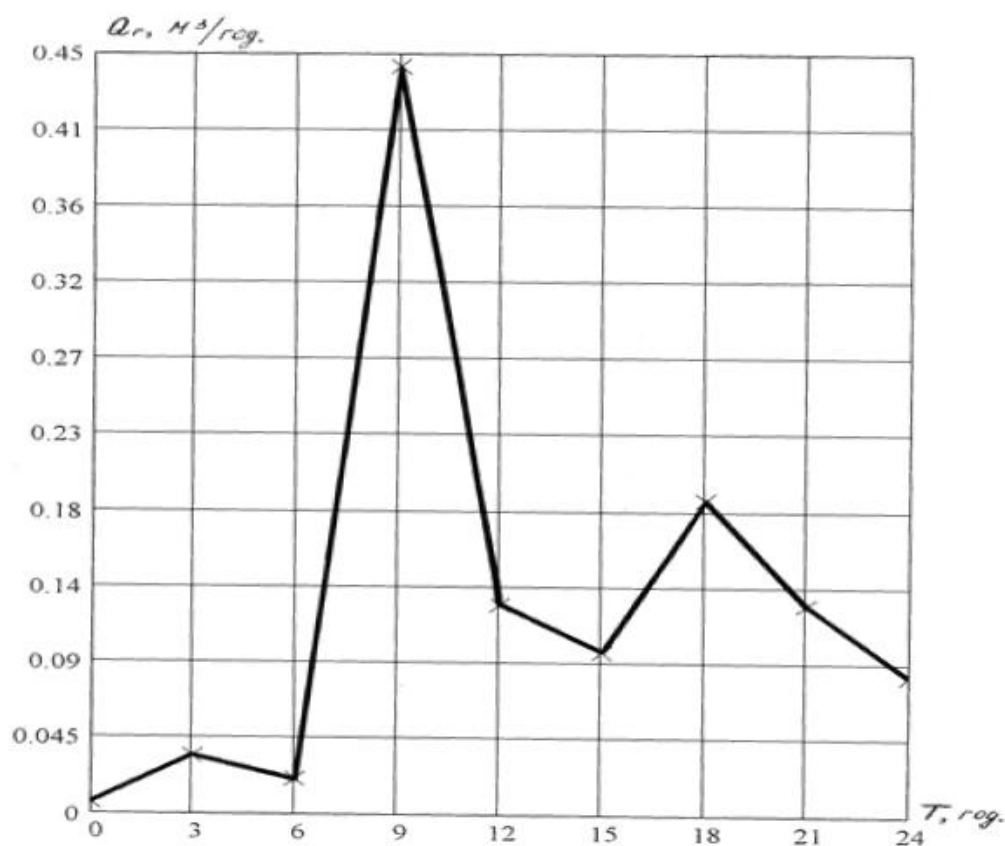


Рисунок 3 – Випаровування газів і парів нафти з резервуара протягом доби в літній період

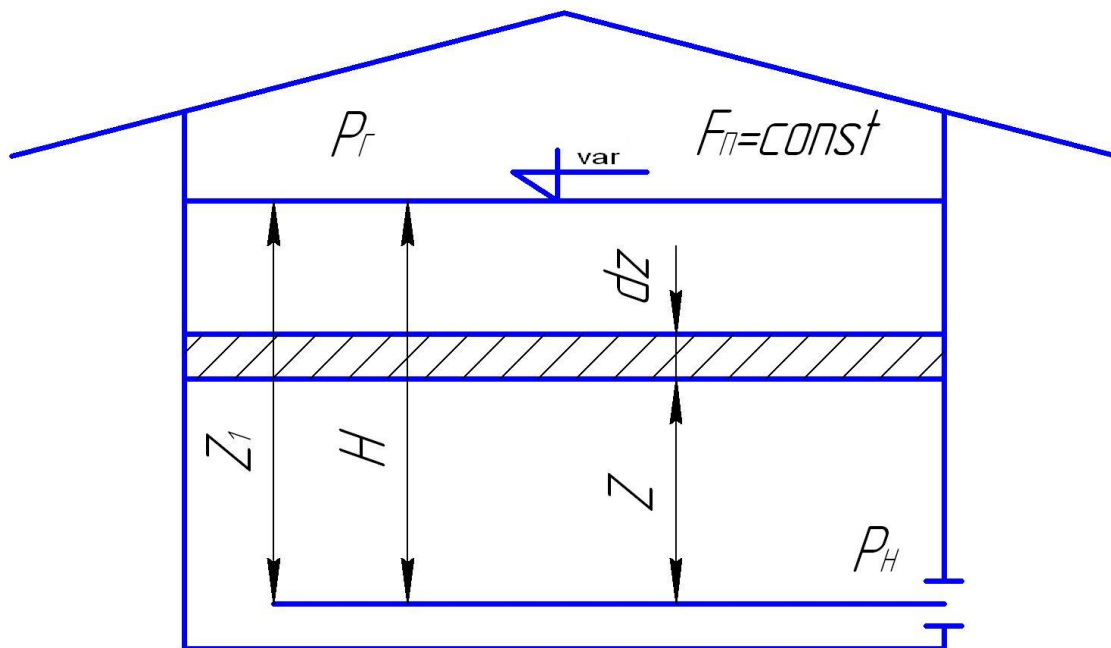


Рисунок 4 – Визначення динаміки зміни робочого напору струминного апарата

Після підстановки даних, використаних для визначення динаміки утворення нафтових газів, отримаємо повний час випорожнення резервуара – 47,5 год. Враховуючи періодичне надходження нафти в резервуар, напір нафти можемо вважати сталим, і це дає змогу прогнозувати режим роботи ежекційної системи.

Враховуючи визначені умови експлуатації ежекційної системи, завданням наступних досліджень є розроблення математичної моделі її використання.

Література

- 1 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1977. – 192 с.
- 2 Хохлов В.А. Применение струйных насосов для утилизации нефтяных газов // Нефтепромышленное дело. – 2005. – №3. – С. 104–105.

- 3 Донец К.Г. Гидроприводные струйные компрессорные установки. – М.: Недра, 1990. – 174 с.

- 4 Дроздов А.Н., Мохов М.А., Осичева Л.В., Хабибуллин Х.Х. Утилизация попутного газа в нефтепромышленном сборе с использованием струйного аппарата / А.Н.Дроздов, М.А.Мохов, Л.В.Осичева, Х.Х. Хабибуллин // Нефтепромышленное дело. – 2004. – №5. – С.37–39.

- 5 Паневник О.В. Підвищення екологічної безпеки при експлуатації нафтових резервуарів // Науковий вісник. – 2009. – № 11.9 – С. 36–40.

- 6 Нугаев Р.Я., Шарипов А.Х. Безопасная эксплуатация нефтепромышленных объектов. – М.: Недра, 1990. – 208 с.

- 7 Кулінченко В.Р. Гідравліка, гідравлічні машини і гідропривід. – К.: Інкос, 2006. – 616 с.

Стаття постуила в редакційну колегію
11.03.09