

Л.М. УЛЬЄВ, д-р техн. наук, проф., НТУ «ХПИ»;
М.Г. САМОЙЛЕНКО, студентка, НТУ «ХПИ»

МОДЕЛЮВАННЯ ТЕПЛООБМІНУ НАФТИ В НАСОСНО-КОМПРЕСОРНІЙ ТРУБІ З НАВКОЛИШНІМ СЕРЕДОВИЩЕМ

Нафта, при її добутку, змінює свою температуру при потоці в свердловині від температури пласта залягання до температури ґрунту на поверхні землі. При зниженні температури потоку в насосно-компресорній трубі (НКТ) до величини близько 28 °С відбувається парафінізація, що веде до заростання каналу парафінами. В роботі пропонується метод локального обігріву НКТ. Вирішена задача теплообміну потоку нафти з навколишнім ґрунтом що дозволило визначити глибину на якій відбувається парафінізація НКТ.

Ключові слова: нафта, насосно-компресорна труба, теплообмін, свердловина, потік, парафінізація, середньомасова температура нафти.

Вступ. Енергозбереження є головним чинником підвищення енергоефективності, в теоретичному аспекті поняття енергоефективності є дещо ширшим. Воно включає також заходи, які не дають прямої економії енергоресурсів, проте впливають в цілому на енергоефективність [1].

Витрати енергії при добутку нафти – доволі значні, тому розгляд методів її заощадження є доцільним. Нафта, що добувається з свердловини, має складний та неоднорідний склад. Органічні з'єднання, які входять до складу нафти, визначають її основні реологічні властивості і є причиною серйозних технологічних ускладнень, зв'язаних з добутком і транспортом нафти [1].

Аналіз останніх досліджень та літератури. Якщо розглядати рух нафти у свердловинах від забою до виходу, при її добутку, то цей процес супроводжується зміною термодинамічних властивостей, а саме, значним зниженням температури. При добутку високов'язких та парафіністичних видів нафти зниження температури викликає ряд значних труднощів, так як значно збільшується в'язкість та зменшується текучість нафти, особливо тих, що мають неньютонівські властивості. При експлуатації

родовищ з високим вмістом парафіну у нафті в свердловині, коли температура в ній становиться нижче, чим температура кристалізації парафінів, на стінках насосно-компресорних труб (НКТ), по яким рухається нафта, формуються асфальто-смолопарафінові відкладення, ріст яких призводить до зменшення поперечного перерізу НКТ і, як наслідок, до різкого зниження дебіту свердловин чи їх закупорення [2].

Мета досліджень, постановка задачі. Для того щоб розробити енергоефективний та економічно вигідний метод нагріву нафти, що рухається в НКТ, ми маємо спочатку дослідити її теплообмін з навколишнім ґрунтом від початку забору нафти з свердловини до її виходу з неї.

Матеріали та результати досліджень. Для вирішення цієї задачі схематично зобразимо поперечний переріз свердловини для добутку нафти (рис.1), де t – середньомасова температура нафти, що рухається в НКТ, [°C]; t_1 – температура на внутрішній стінці НКТ, [°C]; t_2 – температура на зовнішній стінці НКТ, [°C]; t_3 – температура на внутрішній стінці обсадної труби, [°C]; t_4 – температура на зовнішній стінці обсадної труби, [°C]; r_1 – внутрішній радіус НКТ, [м]; r_2 – зовнішній радіус НКТ, [м]; r_3 – внутрішній радіус обсадної труби, [м]; r_4 – зовнішній радіус обсадної труби, [м]; λ_1 – коефіцієнт теплопровідності НКТ, [Дж/м·с]; λ_2 – коефіцієнт теплопровідності в міжтрубному просторі, [Дж/м·с]; λ_3 – коефіцієнт теплопровідності обсадної труби, [Дж/м·с].

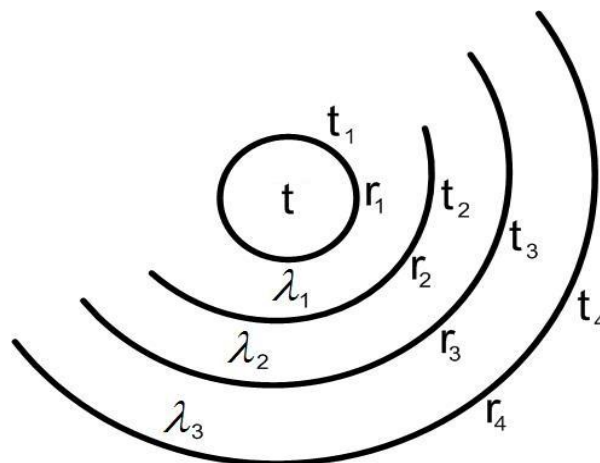


Рис. 1. Поперечний переріз свердловини для добутку нафти

Нехтуючи поширенням теплоти вздовж стінки НКТ, отримаємо рівняння яке описує розподіл температури у стінці НКТ:

$$\frac{d}{dr} \left(r \frac{dt}{dr} \right) = 0 \quad (1)$$

В даному випадку ми нехтуємо тепловим опором сталльної оболонки обсадної труби, так як сталь має високу температуропровідність, а товщиною даної оболонки можна знехтувати.

Приведемо граничні умови для температури на границях шарів стінки. Приймаємо, що на внутрішній границі стінки виконуються ньютонівські умови теплообміну, на границях між шарами виконуються умови спряження, а на зовнішній границі умови першого роду:

$$\alpha(t_1 - \bar{t}) = \lambda_1 \frac{dt}{dr}, t = t_1, r = r_1; \quad (2); \quad \lambda_1 \frac{dt}{dr} = \lambda_2 \frac{dt}{dr}, t = t_2, r = r_2; \quad (3)$$

$$\lambda_2 \frac{dt}{dr} = \lambda_3 \frac{dt}{dr}, t = t_3, r = r_3; \quad (4); \quad t = t_4, r = r_4; \quad (5),$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі, [Вт/м²·с].

Двічі інтегруючи рівняння теплопереносу (1) по радіусу отримуємо:

$$r \frac{\partial t}{\partial r} + C = 0, \quad (6), \quad t = C' \ln r + C'' \quad (7),$$

де C' та C'' – довільна постійна інтегрування.

Підставляючи (6) та (7) в граничні умови, отримуємо систему рівнянь для визначення довільних постійних інтегрування:

$$C_1 \ln r_2 + C_2 = C_3 \ln r_2 + C_4; \quad (8); \quad C_3 \ln r_3 + C_4 = C_5 \ln r_3 + C_6; \quad (9);$$

$$\alpha(t_1 - \bar{t}) = \lambda_1 \frac{C_1}{r_1}; \quad (10); \quad \lambda_1 \frac{C_1}{r_2} = \lambda_2 \frac{C_3}{r_2}; \quad (11);$$

$$\lambda_2 \frac{C_3}{r_3} = \lambda_3 \frac{C_5}{r_3}; \quad (12); \quad C_5 \ln r_4 + C_6 = t_4; \quad (13); \quad t_1 = C_1 \ln r_1 + C_2. \quad (14).$$

Після знаходження довільних постійних інтегрування густина теплового потоку на границі стінки зі сторони нафти, що визначається по закону Ньютона, з урахуванням структури свердловини має вигляд:

$$\alpha(t_1 - \bar{t}) = \frac{(t_1 - t_4) \lambda_1}{r_1 \left\{ \frac{\lambda_1}{\lambda_2} \ln \frac{r_2}{r_3} + \frac{\lambda_1}{\lambda_3} \ln \frac{r_3}{r_4} + \ln \frac{r_1}{r_2} \right\}}. \quad (15)$$

Для зручності подальших розрахунків введемо нову змінну B , що характеризує теплопередачу в свердловині, з урахуванням її структури:

$$B = \frac{\lambda_1}{r_1 \left\{ \frac{\lambda_1}{\lambda_2} \ln \frac{r_2}{r_3} + \frac{\lambda_1}{\lambda_3} \ln \frac{r_3}{r_4} + \ln \frac{r_1}{r_2} \right\}}. \quad (16)$$

Виходячи з визначення густини теплового потоку знаходимо температуру на внутрішній стінці НКТ:

$$t_1 = \frac{\alpha}{\alpha - B} \bar{t} - \frac{B}{\alpha - B} t_4. \quad (17)$$

Лінійну густину потоку чи тепловий потік через одиницю довжини труб, що вимірюється в [Вт/м], при стаціонарному режимі $Q(x)$ можна представити в наступних співвідношеннях:

$$Q(x) = 2\pi r_4 K (t_4 - \bar{t}) = 2\pi r_1 \alpha (t_1 - \bar{t}), \quad (18)$$

де K – коефіцієнт теплопередачі від рідини, що рухається в трубі, до навколишнього середовища, [Вт/м²·К].

Враховуючи рівність даних рівнянь ми можемо розрахувати тільки одне з них. Спираючись на знайдені раніше значення, тобто відомий нам коефіцієнт тепловіддачі та температури, розрахунок будемо вести по правій частині попередньої рівності, відповідно, підставляючи значення температури на внутрішній стінці НКТ, маємо:

$$Q(x) = \frac{2\pi r_1 \alpha B}{\alpha - B} (\bar{t} - t_4). \quad (19)$$

Зміна внутрішньої теплової енергії нафти, що тече по НКТ, на елементарній ділянці dx можна представити в виді:

$$dQ = \pi r_1^2 \bar{V} c_p \rho \left[(\bar{t} + dt) - \pi r_1^2 \bar{V} c_p \rho \bar{t} \right], \quad (20)$$

де $\bar{V} = \frac{W}{S}$ – середня швидкість нафти, [м/с];

W – масова витрата, [кг/с];

$S = \pi r_1^2$ – площа поперечного перерізу НКТ, [м²];

c_p – питома теплоємність нафти, [Дж/кг·с]; ρ – густина нафти, [кг/м³].

Зміна внутрішньої теплової енергії нафти, що тече в НКТ, в даному випадку відбувається за рахунок теплообміну з навколишнім середовищем. Вона визначається тепловою енергією з ділянки труби, що дорівнює елементарній довжині dx :

$$dQ = 2\pi r_1 \alpha (t_1 - \bar{t}). \quad (21)$$

Прирівнюючи ці значення отримуємо:

$$\pi r_1^2 \bar{V} c_p \rho \frac{d\bar{t}}{dx} = 2\pi r_1 \alpha (t_1 - \bar{t}). \quad (22)$$

Приймаючи за початкове значення середньомасову температуру нафти, рівній температурі ґрунту на глибині відбору нафти, запишемо початкові умови для цього рівняння:

$$t = t_0, \quad x = 0,$$

де $x = h_{nl} - h$ – поточна координата, h – відстань до поверхні, [м];

h_{nl} – глибина пласта залягання нафти, [м].

Підставляючи у попереднє рівняння значення температури на внутрішній стінці НКТ, отримуємо звичайне диференціальне рівняння для визначення середньомасової температури нафти в НКТ:

$$\frac{d\bar{t}}{dx} = \frac{2\alpha B}{(\alpha - B)r_1 \bar{V} c_p \rho} (\bar{t} - t_4). \quad (23)$$

Припускаємо, що температура ґрунту лінійно залежить на ділянці від температури поверхні землі до температури пласта залягання нафти:

$$t_4 = t_0 - bx \quad (24)$$

де $b = \frac{t_0 - t_{nos}}{h_{nl}}$, t_0 – температура ґрунту на глибині відбору нафти, [°C];

t_{nos} – температура поверхні ґрунту, [°C].

Підставляючи рівняння температури ґрунту у вираз для визначення середньомасової температури нафти в НКТ, отримуємо неоднорідне звичайне лінійне диференціальне рівняння першого порядку:

$$\frac{d\bar{t}}{dx} = \frac{2}{r_1 \bar{V} c_p \rho} \frac{\alpha B}{(\alpha - B)} (\bar{t} - t_0 - bx). \quad (25)$$

Початкові умови рівняння: $x = 0$, $\bar{t} = t_z$ (t_z – температура нафти на глибині її забору). Вирішуємо це рівняння за допомогою варіації довільної постійної, після чого отримуємо значення середньомасової температури нафти по всій довжині НКТ:

$$\bar{t} = t_0 - bx + \frac{br_1\bar{V}c_p\rho(\alpha - B)}{2\alpha B} \left(\frac{2\alpha Bx}{r_1\bar{V}c_p\rho(\alpha - B)} - 1 \right) + (t_z - t_0) \exp\left(\frac{2\alpha Bx}{r_1\bar{V}c_p\rho(\alpha - B)} \right). \quad (26)$$

Тепер побудуємо графік розподілу середньомасової температури нафти по всій довжині НКТ та розподіл температури в ґрунті (рис.2), де 1 – розподіл середньомасової температури потоку нафти в початковій ділянці обсадної труби, а потім і в НКТ; 2 – розподіл температури в ґрунті;

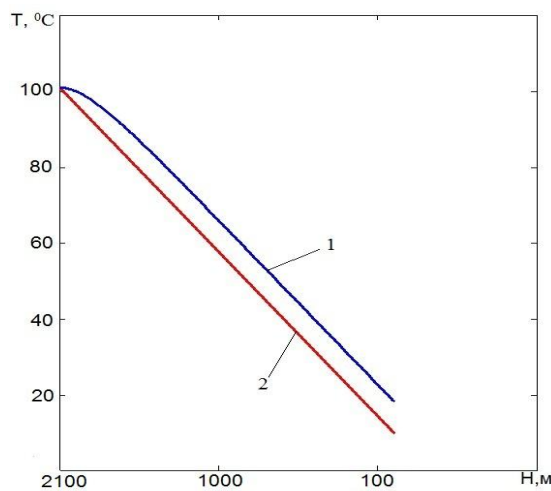


Рис. 2. Розподіл температури вздовж глибини свердловини.

Висновки. У результаті проведеного дослідження була побудована математична модель теплообміну нафти, що тече по НКТ, з навколишнім середовищем. У майбутньому дані результати послугують основою для розробки енергоефективного та економічно вигідного методу підігріву нафти у свердловині, задля недопущення запарафінювання поперечного перерізу НКТ.

Список літератури: 1. Жовтянський В.А. Стратегія енергозбереження в Україні: Аналітично-довідкові матеріали в 2 томах: Загальні засади енергозбереження / Ред. В.А. Жовтянського, М.М. Кулика, Б.С. Стогнія. – К.: Академперіодика, 2006. – Т.1. – 510 с. 2. Товажнянський Л.Л. Энергоэффективное решение проблемы добычи высоковязкой нефти организацией направленных тепловых потоков / Л.Л. Товажнянский, В.М. Светлицкий, В.Е. Ведь, Л.М. Ульев, А.Б. Хоружевский. // Интегрированные технологии та енергозбереження. 2007, – № 2. с. 13–18.

Надійшла до редколегії 05.11.2013

УДК 622.276.6

Моделювання теплообміну нафти в насосно-компресорній трубі з навколишнім середовищем / Л.М. Ульєв, М.Г. Самойленко // Вісник НТУ «ХП». Серія: Інноваційні дослідження у наукових роботах студентів. – Х.: НТУ «ХП» – 2013. – № 55 (1028). – С. 98 – 104. Бібліогр.: 2 назв.

Нефть, при її добычє, мєняєт свою температуру при течєнии в скважинє от температуры пласта залєгания до температуры грунта на поверхности земли. При снижении температуры потока в насосно-компресорной трубе (НКТ) до величины около 28 °С происходит парафинизация, что ведет к зарастанию канала парафинами. В работе предлагается метод локального обогрева НКТ. Решена задача теплообмена потока нефти с окружающим грунтом, что позволило определить глубину на которой происходит парафинизации НКТ.

Ключевые слова: нефть, насосно-компресорная труба, теплообмен, скважина, поток, парафинизация, среднємассовая температура нефти.

The oil, changes its temperature with flow in the lifting pipe from oil bed to temperature of the ground surface. deposition paraffins is digining when the temperature is became about 28 °С and this leds to overgrowing of the chanel. The heat exchange of oil stream with ground is solved in paper and this allowed the depth of deposition paraffins in lifting pipe.

Keywords : oil, lifting pipe, heat, well, stream, paraffins, temperature.

УДК 664.3

Т.В. АРУТЮНЯН, ст. викладач, НТУ «ХП»;

Ф.Ф. ГЛАДКИЙ, д-р техн. наук, проф., НТУ «ХП»;

Л.А. ДАНИЛОВА, канд. техн. наук, проф., НТУ «ХП»

ЗМІНИ ЛІПІДНОГО СКЛАДУ ПШЕНИЦІ ТА СУПУТНІХ РЕЧОВИН ПРИ ПРОРОЩУВАННІ

Наведено дані щодо розробки технології пророщування зерєн пшєниці і вмісту ліпідів. Досліджено зміну кислотних і йодних чисєл під час пророщування. Визначєно залежність вмісту каротиноїдів від часу пророщування і встановлена залежність вмісту вітаміну Е в процесі пророщування зерєн пшєниці.

Ключові слова: технологія пророщування пшєниці, кислотне число, йодне число, каротиноїди, вітамін Е.

Вступ. На даний час у харчуванні людини відсутні деякі рєчєвини, які необхідно вносити додатково в харчєві продукти. У більшості країн Європи продукція олієжирової галузі підлягає обов'язковому збагачєнню вітамінами А, Е і D. Введення суміші натуральних токоферолів в ємуль-

© Т.В. Арутєнян, Ф.Ф. Гладкий, Л.А. Данилова. 2013