

УДК 622.276

## ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУВАННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯМ ТЕПЛОВОЇ ДІЇ НА СТОВБУР СВЕРДЛОВИН

**Л. Р. Смоловик**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
тел. +380 (342) 72-71-31; e-mail: math@nung.edu.ua*

*У статті представлений аналіз результатів дослідження прогріву насосно-компресорних труб за допомогою керамічних нагрівників з метою підвищення температури нафти. Досліджено оптимальну локалізацію, допустиму потужність та температуру на поверхні нагрівника для кожної вибраної глибини його місцезнаходження.*

**Ключові слова:** *високов'язкі нафти, тепла дія, керамічний нагрівник.*

Залучення в розробку ресурсів важких високов'язких нафт в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини як в Україні так і в інших країнах світу має першочергове народногосподарське значення. Для його успішного вирішення потрібно виконати комплекс досліджень для створення нових технологій розробки родовищ та експлуатації свердловин, які забезпечили б досягнення високих коефіцієнтів нафтовилучення.

Аналіз промислових даних з розробки та експлуатації родовищ з високов'язкими нафтами показує, що основні ускладнення в процесі експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами пов'язані з аномальними фізико-хімічними властивостями пластової продукції. Через високу в'язкість нафти мають місце значні втрати тиску в насосно-компресорних трубах і викидних лініях свердловин, що призводить до низьких дебітів свердловин. Високов'язкі нафти переважно характеризуються низькою газонасиченістю, тому свердловини швидко припиняють фонтанування. Видобування нафти супроводжується інтенсивним відкладанням твердих вуглеводнів у при вибійній зоні пласта, насосно-компресорних трубах і промислових комунікаціях. При зупинках свердловин можливе застигання нафти в НКТ і викидних лініях.

Видобувні свердловини характеризуються низькою продуктивністю. Їх експлуатація вимагає значних затрат на боротьбу з асфальтено-молопарафіновими відкладами. Використання традиційного заводнення також не дає помітного ефекту через невелике охоплення запасів розробкою і порівняно низькі коефіцієнти витіснення нафти водою.

При розробці та експлуатації свердловин, які видобувають високов'язкі нафти, досить часто виникає ще одна проблема - неоднорідний по розрізу пласт. Типовим видом ускладнень є передчасне обводнення, яке викликане нерівномірним рухом води по прошаркам різної проникності. Для попередження і ліквідації водопроявів в свердловинах проводять ізоляційні роботи. Але їх ефективність не завжди є достатня.

В цих умовах ефективними напрямками інтенсифікації видобутку важких високов'язких нафт є застосування теплових, фізико-хімічних, термохімічних методів. Вони включають використання тепла, розріджувачів нафти, органічних розчинників, хімічних речовин і застосування комбінованої дії на нафту теплом і хімічними реагентами. Підвищення температури і застосування органічних розчинників дають змогу істотно зменшити в'язкість нафти й одночасно попередити відкладання з нафти твердих вуглеводнів – асфальтеносмолопарафінових речовин.

Нафта, що видобувається з свердловини, має складний та неоднорідний склад, що характеризується наявністю розчинених органічних та неорганічних з'єднань, води та механічних домішок. Органічні з'єднання, які входять до складу нафти, визначають її основні реологічні властивості і є причиною серйозних технологічних ускладнень, пов'язаних з видобутком і транспортом нафти.

На практиці для запобігання утворення відкладів асфальтеносмолопарафінових речовин, а також очищення від них поверхні обладнання та привибійної зони пласта широко використовують механічні, термічні, фізичні, хімічні, фізико-хімічні методи та їх комбінації. Вибір того чи іншого методу очищення привибійної зони пласта і стовбура свердловини від парафінів проводиться на основі експериментальних досліджень і практики експлуатації свердловин у конкретних умовах даного нафтового родовища. Важливим критерієм в процесі вибору методу очищення є вартість процесу очищення.

В промисловій практиці широко застосовується метод прогріву при вибійної зони і стовбуру свердловини нагрівниками різними за конструкціями і способом отримання тепла. Прогрів здійснюється періодично в зупиненій свердловині, або стаціонарно чи періодично в працюючій свердловині.

При прогріві при вибійної зони пласта проходить очистка порових каналів від асфальтеносмолопарафінових відкладів і зменшується в'язкість нафти. В результаті збільшується продуктивність свердловини.

Більш ефективною є теплова обробка пористого середовища в зупиненій свердловині. При періодичній електротепловій обробці в зупиненій свердловині привибійна зона прогривається протягом 3-10 діб, після чого свердловину вводять в експлуатацію.

Ефективність циклічного прогріву можна підвищити, поєднавши його з попереднім нагнітанням у привибійну зону пласта вуглеводневого розчинника.

На сьогодні широке застосування отримує прогрів свердловини нагрівачим кабелем, основні конкурентні переваги якого: простота та надійність конструкції кабелю; стійкість до багаторазового монтажу/демонтажу; простота підключення; можливість монтажу при низьких (до  $-30^{\circ}\text{C}$ ) температурах; значний гарантований період експлуатації (більше 3-х років); невеликі розміри та вага при значній довжині (до 1700 метрів); невисока вартість.

Існує ще один схожий метод прогріву НКТ, який потребує менших витрат електроенергії: підвищити температуру нафти за рахунок прогріву поверхні труб за допомогою спеціально розроблених для цього керамічних нагрівників, які розташовані на певних, науково обґрунтованих глибинах. Ці глибини та теплова потужність є унікальними для кожної свердловини.

Методика розрахунку параметрів теплової дії на стовбур свердловин з високов'язкими нафтами з застосуванням постобтурних нагрівників включає математичну модель теплообміну нафти, що тече в НКТ, з навколишніми породами. Отримано вираз, що визначає розподіл температури на стінці труби вздовж потоку нафти на ділянці керамічного нагрівника:

$$t = \bar{t} + \frac{c_p \cdot r^2 \cdot \bar{V} \cdot \Delta t}{Nu \cdot L \cdot \lambda},$$

де  $r$  – внутрішній радіус НКТ, м;  $L$  – довжина труби, м;  $\rho$  – густина нафти, кг/м<sup>3</sup>;  $\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності НКТ;  $\Delta t = t_{\text{вих.н.}} - t_{\text{вх.н.}}$  – різниця температур, на яку потрібно нагріти нафту, що тече в НКТ,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{\text{вих.н.}}$  – температура нафти на виході з ділянки труби, що вкрита нагрівачем,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{\text{вх.н.}}$  – температура нафти на вході в ділянку труби, що вкрита нагрівником,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $c_p$  – питома теплоємність нафти, Дж/кг $\cdot^{\circ}\text{C}$ ;  $\bar{V} = W/S$  – середня по площині поверхні поперечного перерізу  $S$  труби швидкість, м/с;  $W$  – масова витрата, кг/с.

Розподіл середньомасової температури на ділянці труби, що нагрівається, зі сталими потоками на стінці вздовж течії:

$$\bar{t} = t_{\text{вх.н.}} + (t_{\text{вих.н.}} - t_{\text{вх.н.}}) \cdot \frac{x}{L}.$$

Локальне значення числа Нусельта для ламінарного потоку рідини зі змінними реологічними властивостями визначається:

$$Nu = 1,31 \left( \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{d} \right)^{\frac{1}{3}} \left( 1 + 2 \cdot \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{d} \right) \gamma^{\frac{1}{6}},$$

де  $\gamma = \frac{\mu_c}{\mu_{ж}}$  – коефіцієнт ізотермічності потоку, який є індивідуальною характеристикою рідини і визначається при виконанні статистичної обробки реологічних даних для конкретного сорту нафти;  $\mu_c$  – коефіцієнт динамічної в'язкості нафти, взятий при температурі стінки труби;  $\mu_{ж}$  – коефіцієнт динамічної в'язкості рідини, взятий при середньомасовій температурі нафти  $\bar{t}$ .

Число Пекле  $Pe$  визначається за формулою:

$$Pe = \frac{\bar{V} d c_p \rho}{\lambda}, \text{ де } d = 2r - \text{внутрішній діаметр труби, м.}$$

Розподіл температури на поверхні електрокерамічного нагрівника вздовж потоку нафти:

$$t_n = \bar{t} + \frac{q_{вн} \delta r}{\lambda}, \text{ де } q_{вн} = -\lambda \frac{\bar{t} - t_n}{\delta r} - \text{тепловий потік на зовнішній гра-}$$

ниці труби;  $\delta r$  – товщина стінки труби.

Розрахунок проводився для свердловини глибиною 3643 м. Для визначення оптимальної локалізації нагрівника на НКТ зобразимо подовжній переріз цієї свердловини (рис. 1).

Середньомасова температура нафти в обсадній колоні, а потім і в НКТ визначається шляхом розв'язання задачі конвективного теплообміну з граничними умовами третього роду з урахуванням термічного опору всіх елементів, що входять в конструкцію свердловини та беруть участь в теплообміні нафти з навколишнім середовищем. В результаті вирішення задачі конвективного теплообміну з граничною умовою третього роду ми отримуємо розподіл середньомасової температури нафти вздовж течії.

Важливо, що при визначенні локалізації електрокерамічних нагрівників на НКТ, для кожної вибраної глибини місцезнаходження нагрівника та визначеної різниці температур на вході в ділянку, що обігривається, і на виході з нього необхідно виконувати ітераційні розрахунки для визначення допустимої потужності електричного нагрівника і температури на його поверхні.

Зміна середньомасової температури нафти вздовж свердловини розраховується із припущення, що парафінізація не впливає на характер потоку в НКТ, тобто визначається зміна температури нафти при її русі вздовж НКТ в умовах стаціонарного теплообміну з навколишнім середовищем без допоміжного обігріву.

Розрахунок розподілу середньомасової температури нафти вздовж свердловини показує, що в цьому випадку нафта поступала б із свердловини з температурою близько 20°C (рис. 2), але відомо, що парафінізація нафти, що видобувається настає при 28-29°C. Проведення чисельних розрахунків показує, що така температура спостерігається на гли-

бині близько 250 м. Однак, оскільки ця температура є середньомасовою температурою, а поблизу стінки труби температура нафти значно нижча, тому підігрів нафти необхідно розпочинати при середньомасовій температурі 35-40°C. У нашому випадку така температура досягається на глибині близько 400 м. Оберемо температуру, з якою будемо починати підігрів нафти в НКТ, рівну 35°C.

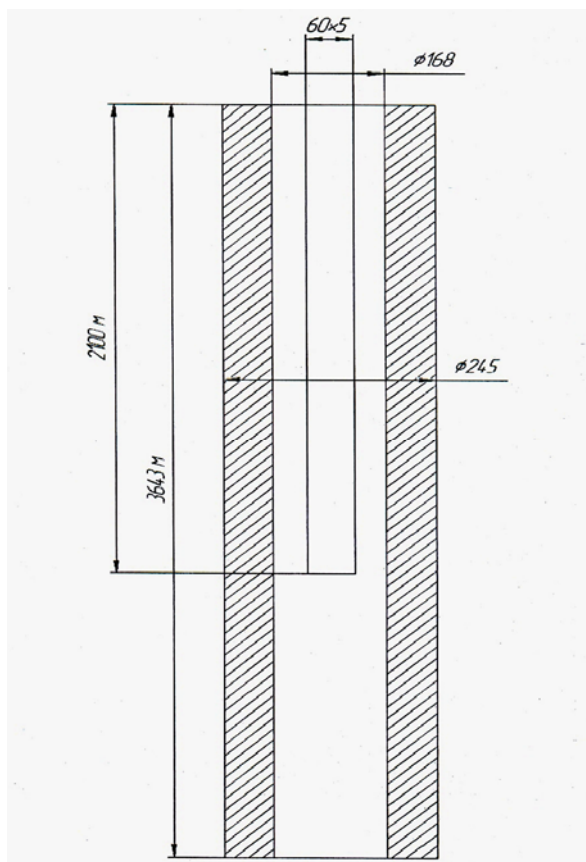
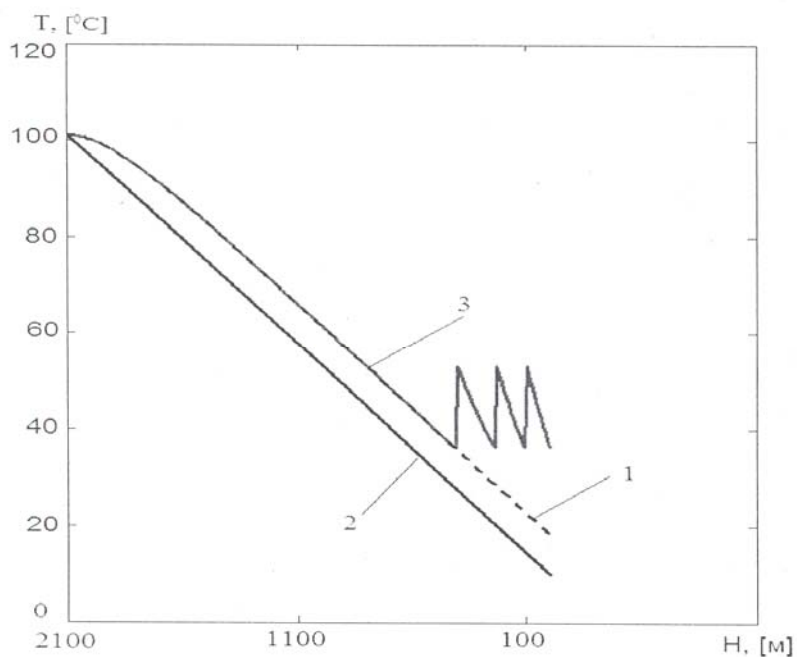


Рис. 1. Повздовжній переріз свердловини для видобутку нафти

Проведені експерименти показали, що на даній глибині необхідно нагрівати нафту до середньомасової температури близько 53°C, що обумовлена допустимою потужністю нагрівників. Потім нафта за рахунок теплообміну з навколишнім середовищем на протязі наступних 170 м охолоджується до температури 35°C і тут необхідно організувати наступний етап підігріву.

Друга точка обігріву буде знаходитись на глибині 230 м і тут також буде нагріватись до 53°C. На глибині 100 м нафта після другого підігріву знову досягає температури 35°C і тут має розміщуватись третій електрокерамічний нагрівник, що нагріє нафту на 18°C.

Після такої термічної обробки нафти в НКТ нафта на виході зі свердловини буде мати температуру не менше 35°C (рис. 2).



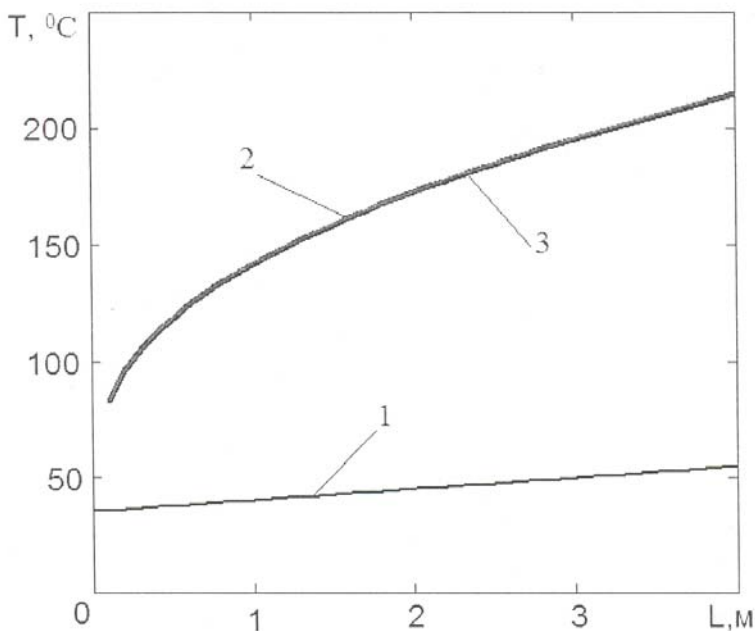
1 – розподіл середньомасової температури потоку нафти в початковій ділянці обсадної труби, а потім і в НКТ без допоміжного підігріву; 2 – розподіл температури в ґрунті; 3 – розподіл середньомасової температури потоку нафти в початковій ділянці обсадної труби, а потім і в НКТ з трьома секціями підігріву

Рис. 2. Розподіл температури вздовж глибини свердловини

Загальна електрична потужність, яку необхідно підвести до всіх трьох нагрівників складає величину близько 6,9 кВт, а до кожного з них підведена потужність буде однаковою, тобто близько 2,3 кВт.

Для знаходження технічних характеристик електрокерамічних нагрівників розв'язано задачу конвективного теплообміну високов'язкої рідини з граничними умовами другого роду, тобто з заданим тепловим потоком на границі каналу. Теплофізичні параметри розглянутої нафти приймалися рівними: теплоємність – 2000 Дж/кг·К; коефіцієнт теплопровідності – 0.14 Вт/м·К; густина – 800 кг/м; коефіцієнт динамічної в'язкості змінюється за законом Арреніуса від  $4,1 \cdot 10^{-3}$  Па·с при температурі 50°C до  $2,2 \cdot 10^{-3}$  Па·с при температурі 100°C. Отримано розподіл температури на внутрішній стінці труби та на поверхні електричних нагрівників вздовж потоку на ділянці, що обігривається. Використовуючи ці залежності та різницю середньомасових температур, на яку необхідно нагріти нафту в місцях розміщення електрокерамічних нагрівників, визначимо технічні характеристики електрокерамічних нагрівників. Оскільки ця різниця середньомасових температур однакова для кожного з нагрівників, то і їх характеристики будуть однаковими.

Обрано довжину нагрівального елемента 4 м, що дає можливість розмістити його на вільній зовнішній поверхні НКТ. На цій довжині середньомасова температура нафти лінійно зростає від 40°C до 55°C. Температура внутрішньої поверхні НКТ не перевищує на всій довжині обігріву 214°C. Розподіл температури на поверхні електrokerамічних нагрівників практично повторює розподіл на внутрішній поверхні труби (рис. 3). Електрична потужність, яка необхідна для прогріву потоку нафти на 18°C рівна 2,3 кВт, що створить питомий тепловий потік величиною 2,6 кВт/м<sup>2</sup>.



1 – середньомасова температура потоку нафти; 2 – температура на внутрішній поверхні НКТ; 3 – температура поверхні електрокерамічних нагрівників

Рис. 3. Розподіл температур вздовж ділянок нагріву НКТ

Результати проведених досліджень свідчать про високу ефективність застосування по стовбурних керамічних нагрівників для прогріву поверхні труб з метою підвищення температури нафти. Визначено оптимальну локалізацію нагрівника на НКТ для кожної вибраної глибини місцезнаходження нагрівника та визначеної різниці температур на вході в ділянку, що обігривається, і на виході з нього, а також допустиму потужність електричного нагрівника і температуру на його поверхні.

#### *Література*

1. Байбаков М.К. Теплові методи розробки нафтових родовищ / М.К.Байбаков, Г.Р.Гарушев. – М.: Надра, 1988. – 343 с.
2. Кудинов В.І. Удосконалення теплових методів розробки родовищ високов'язких нафт / В.І.Кудинов. – М.: Нафта та газ, 1996. – 285 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 21.01.2016 р.  
Рекомендовано до друку д.т.н., професором **Бойком В.С.**,  
д.т.н., професором **Зарубіним Ю.О.** (м. Київ)*

## **INTENSIFICATION OF HIGH-VISCOSITY OILS BY MEANS OF THERMAL IMPACT ON WELLBORE**

**L. R. Smolovyk**

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;  
76019, Ivano-Frankivsk, Carpathians str., 15;  
ph. +380 (342) 72-71-31; e-mail: math@nung.edu.ua*

*The article presents analysis of the research results of the tubing warmed with ceramic heaters for the purpose of oil temperature increase. The optimal localization, power capability, and the temperature of the heater surface for the chosen levels of depth are researched.*

**Key words:** *high-viscosity oils, thermal impact, ceramic heater.*