

# РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.276.5

## УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН З ВИСОКОВ'ЯЗКИМИ НАФТАМИ

<sup>1</sup>Р.М.Кондрат, <sup>2</sup>Б.Б.Синюк, <sup>3</sup>І.І.Хомин, <sup>1</sup>О.Р.Кондрат, <sup>1</sup>Л.Р.Смоловик

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195  
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

<sup>2</sup>ДК "Укргазвидобування", 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел. (044) 4612707

<sup>3</sup>ГПУ "Полтавагазвидобування", 36008, м. Полтава, вул. Фрунзе, 170, тел/факс (0532) 515602

*По результатам лабораторных и аналитических исследований и опытно-промышленных работ предложена усовершенствованная технология эксплуатации скважин с высоковязкими нефтями на нефтегазоконденсатных месторождениях ГПУ «Полтавагаздобыча» с использованием тепловых методов, углеводородных растворителей и ПАВ.*

*As a result of laboratory research work theoretical investigations and field research the improved technology wells operation with high-viscosity oil at the oil gas condensate fields GPU Poltavagasproduction with application of heat, hydrocarbon solvents and surfactants have been proposed.*

Одним із резервів вуглеводневої сировини є родовища високов'язкої нафти. Основні проблеми розробки таких родовищ пов'язані з аномальною в'язкістю нафти і значним вмістом в ній асфальтеносмолопарафінових речовин. Видобуток високов'язкої нафти відомими методами характеризується низькими коефіцієнтами нафтовилучення і значними витратами. При найбільш поширених у промисловій практиці теплових методах розробки родовищ високов'язкої нафти коефіцієнт нафтовилучення не перевищує 0,25–0,27 [1]. Низькі значення коефіцієнта нафтовилучення пояснюються як недостатньою ефективністю традиційних теплових методів видобування високов'язких нафт, так і складними умовами експлуатації свердловин. Тому проблема підвищення ефективності розробки родовищ високов'язкої нафти повинна вирішуватись комплексно шляхом створення нових технологій теплового та комбінованого (теплового, фізико-хімічного та гідродинамічного) впливу на продуктивні пласти і вдосконалення технологій експлуатації видобувних свердловин.

Експлуатація видобувних свердловин на родовищах високов'язкої нафти характеризується значними втратами тиску у привибійній зоні пласта, насосно-компресорних трубах (НКТ) та викидних лініях і відкладанням твердих вуглеводнів на поверхні порових каналів та стінках труб. З появою води у пластовій проду-

кції утворюються стійкі високов'язкі водонафтові емульсії, які викликають додаткові втрати тиску на тертя. Високов'язкі нафти володіють переважно низьким газомістом. Через вказані причини свердловини працюють з порівняно невисокими дебітами нафти, що різко зменшуються в часі, швидко припиняють фонтанування, а їх експлуатація вимагає значних витрат на боротьбу з ускладненнями. При зупинках свердловин можливе застигання нафти в НКТ і викидних лініях.

Основними методами інтенсифікації роботи свердловин з високов'язкими нафтами є зменшення втрат тиску на шляху руху нафти з пласта на поверхню за рахунок зниження в'язкості нафти та збільшення проникності привибійної зони пласта, боротьби з відкладами твердих вуглеводнів та водонафтовими емульсіями і застосування ефективних механізованих способів піднімання нафти із свердловин. До можливих напрямків збільшення дебітів нафти і боротьби з ускладненнями у процесі експлуатації свердловин відносяться застосування теплових методів, вуглеводневих розчинників і ПАР (поверхнево-активних речовин – понижувачів в'язкості та температури застигання нафти), інгібіторів парафіновідкладення та деемульгаторів. Наведені методи інтенсифікації роботи свердловин з високов'язкими нафтами можуть застосовуватись окремо чи в комплексі з іншими методами. У зв'язку з різноманітними

фізико-хімічними характеристиками та складом нафт, а також відмінними геолого-технічними характеристиками свердловин вибір параметрів процесу теплового і фізико-хімічного впливу на високов'язкі нафти та підбір реагентів повинен здійснюватись індивідуально для кожної свердловини (чи групи свердловин) з врахуванням технічних і фінансових можливостей підприємства та наявного асортименту реагентів.

Науковцями ІФНТУНГ виконано комплекс експериментальних та аналітичних досліджень і дослідно-промислових робіт з удосконалення технології експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами на нафтогазоконденсатних родовищах ГПУ "Полтавагазвидобування" із застосуванням теплових і фізико-хімічних методів. В лабораторних дослідах використовувались проби високов'язкої нафти із свердловин 68, 86, 96, 97, 501 Яблунівського, 14, 37, 38 Новотроїцького, 74 Тимофіївського і 107 Куличинського нафтогазоконденсатних родовищ (НГКР), відібрані з гирла свердловин чи з амбару. Вивчався вплив температури вуглеводневого розчинника (газового конденсату густиною  $735 \text{ кг/м}^3$ ) і ПАР на в'язкісні та реологічні властивості нафти. У пробу нафти вводили певну кількість вуглеводневого конденсату, ПАР чи їх поєднання, нагрівали пробу нафти з добавками до заданої температури і визначали: густину нафти (за допомогою ареометра), граничний динамічний опір зсуву та динамічний коефіцієнт в'язкості нафти (за допомогою ротажіонного віскозиметра "Реотест-2"). Окремо вивчався вплив ПАР на температуру застигання нафти. Лабораторні дослідження виконувались при температурах від  $20$  до  $80^\circ\text{C}$  (через кожні  $5^\circ\text{C}$ ), а окремі досліди – до  $100^\circ\text{C}$ . Об'ємний вміст вуглеводневого конденсату в системі (по відношенню до суміші води і конденсату) становив  $0; 10; 20; 30; 40; 50; 60\%$ , а масовий вміст ПАР в суміші нафти з конденсатом –  $0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 12\%$ . Як ПАР використовувались: ріпокс-6, ніоген П-1000, демульгатор ПМ, жиринокс виробництва Івано-Франківського ВАТ "Барва" і депресатор "РЕНА-2210" виробництва НВК "Галичина". В окремих дослідах використовувались неонол АФ<sub>09-12</sub>, інгібітор парафіновідкладень МЛ-80 і композиції ненолу АФ<sub>09-12</sub> та інгібітора парафіновідкладень МЛ-80 (при масовому співвідношенні компонентів 50:50).

Результати виконаних лабораторних досліджень свідчать про ефективність застосування теплових методів, вуглеводневих розчинників і ПАР у боротьбі з відкладеннями твердих вуглеводнів та водонафтовими емульсіями для зменшення граничного динамічного опору зсуву і динамічного коефіцієнта в'язкості нафти. При використанні вуглеводневих розчинників і ПАР зменшується також температура застигання нафти.

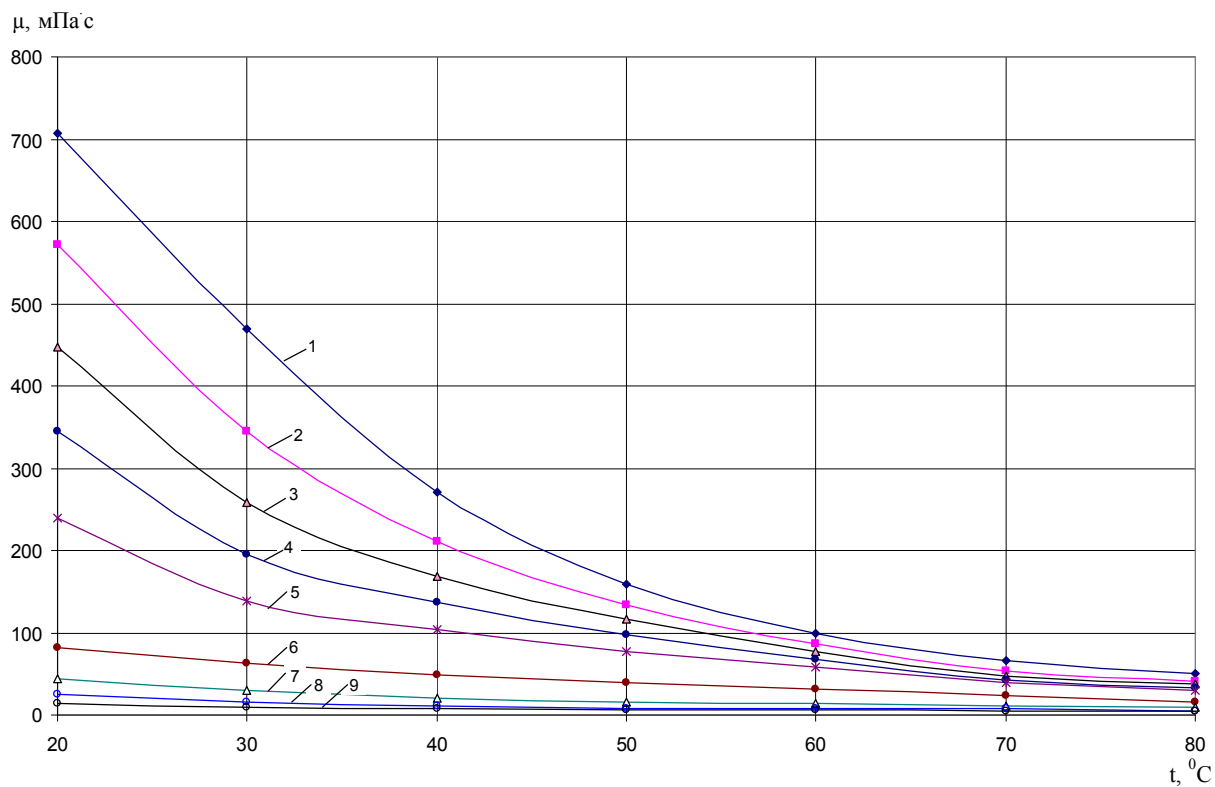
Для прикладу наведено залежності динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини 97 Яблунівського НГКР від температури для різного об'ємного вмісту конденсату (рис. 1, а) і від об'ємного вмісту конденсату для

різних температур (рис. 1, б). Свердловина 97 пробурена на горизонти Б-10, Б-11. Глибина свердловини (штучний вибір) –  $3690 \text{ м}$ , інтервал перфорації –  $3614\text{-}3663 \text{ м}$ , початковий пластовий тиск –  $39,5 \text{ МПа}$ , пластова температура –  $98^\circ\text{C}$ , тиск насичення нафти газом –  $6 \text{ МПа}$ , газовміст нафти –  $13 \text{ м}^3/\text{т}$ , густина нафти при  $20^\circ\text{C}$  –  $935,1 \text{ кг/м}^3$ . Масовий вміст в нафті: смол –  $12,92\%$ , асфальтенів –  $14,79\%$ , парафінів –  $2,87\%$ , розчиненої води –  $1,7\%$ , сірки –  $1,64\%$ . Початок кипіння нафти –  $97^\circ\text{C}$ . До температури  $200^\circ\text{C}$  відганяється  $5\%$  нафти, до  $290^\circ\text{C}$  –  $20\%$ , до  $300^\circ\text{C}$  –  $24\%$ . Кінець кипіння – понад  $360^\circ\text{C}$ . За даними випробувань свердловини після буріння початковий дебіт нафти дорівнював  $4,5\text{-}5 \text{ т/д}$ . Через високу в'язкість і низький газовміст нафти свердловина експлуатувалась періодично шляхом перетискання нафти газом із затрубного простору в трубний. Середній дебіт нафти становив  $1,5 \text{ т/д}$ . Тому було прийняте рішення щодо переведення свердловини на глибиннонасосний спосіб експлуатації.

За даними досліджень динамічний коефіцієнт в'язкості проби нафти із свердловини 97 Яблунівського НГКР при  $20^\circ\text{C}$  становить  $707,17 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , з підвищенням температури до  $50^\circ\text{C}$  зменшується до  $159,36 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  (у  $4,44$  разів), а за температури  $80^\circ\text{C}$  – до  $50,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  (у  $14,12$  разів). Додавання до нафти вуглеводневого конденсату призводить до більш істотного зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості. При зміні вмісту конденсату в суміші "нафта-конденсат" від нуля до  $60\%$  об. динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується при температурі  $20^\circ\text{C}$  – з  $707,17$  до  $13,9 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  (у  $50,88$  разів), при температурі  $50^\circ\text{C}$  – з  $59,36$  до  $6,53 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  (у  $9,09$  разів), а при температурі  $80^\circ\text{C}$  – з  $50,1$  до  $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  (у  $10,02$  разів).

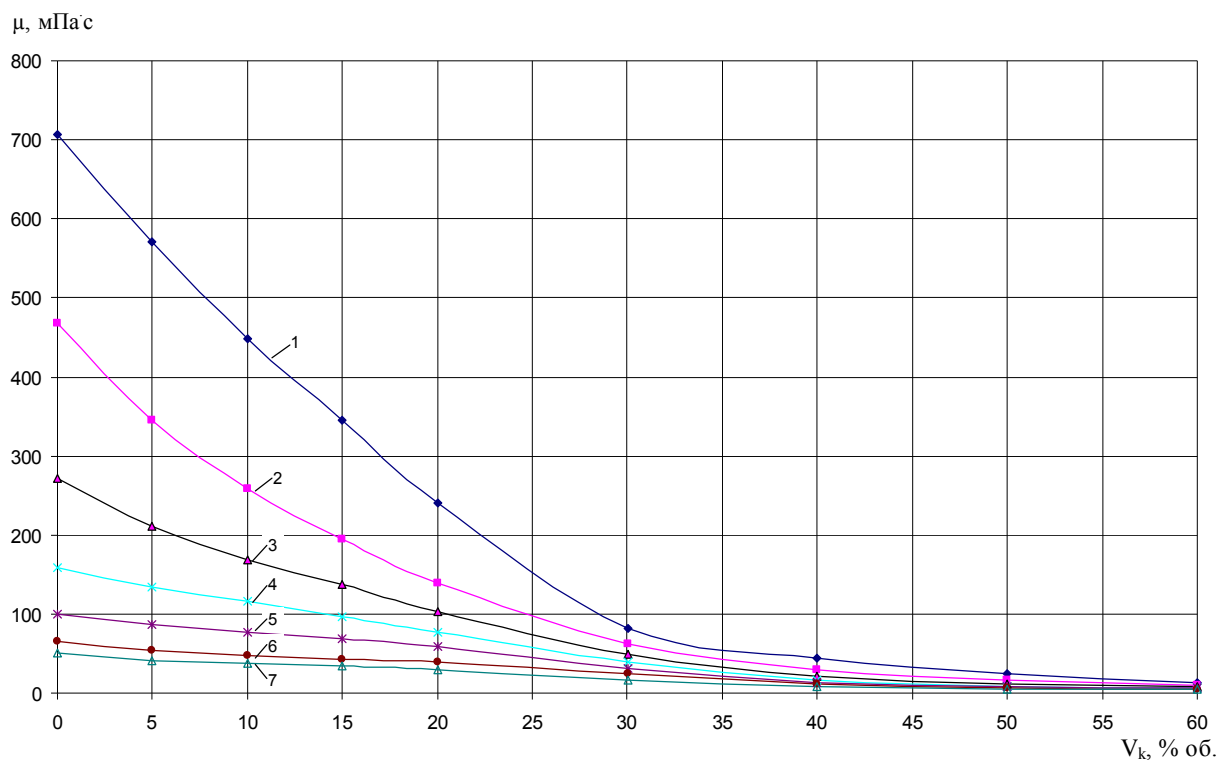
Для визначення значень температури та об'ємного вмісту конденсату в системі "нафта-конденсат", вище яких динамічний коефіцієнт в'язкості нафти змінюється мало, будувались залежності різниці двох послідовних значень динамічного коефіцієнта в'язкості нафти від температури для різного об'ємного вмісту в системі конденсату і від об'ємного вмісту в системі конденсату для різних температур. Ці залежності можна апроксимувати двома прямими лініями: першою – з більшим кутом нахилу до осі абсцис, другою – з меншим кутом нахилу до осі абсцис. За точкою їх перетину встановлено, що оптимальна температура нагрівання проби нафти із свердловини 97 Яблунівського НГКР становить  $50^\circ\text{C}$ , а оптимальний вміст конденсату в суміші "нафта-конденсат" –  $20\%$  об. Для цих значень наведених величин динамічний коефіцієнт в'язкості нафти дорівнює  $76,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , що в  $9,23$  рази менше від його значення за температури  $20^\circ\text{C}$  і відсутності конденсату ( $707,17 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ).

Зниження в'язкості нафти можна також досягти додаванням до нафти ПАР. З досліджених вітчизняних ПАР найбільш ефективними понижувачами в'язкості нафти виявились ріпокс-6 і депресатор "РЕНА-2210" (рис. 2 і 3). При додаванні до проби нафти із свердловини 97



1-0; 2-5; 3-10; 4-15; 5-20; 6-30; 7-40; 8-50; 9-60% об.

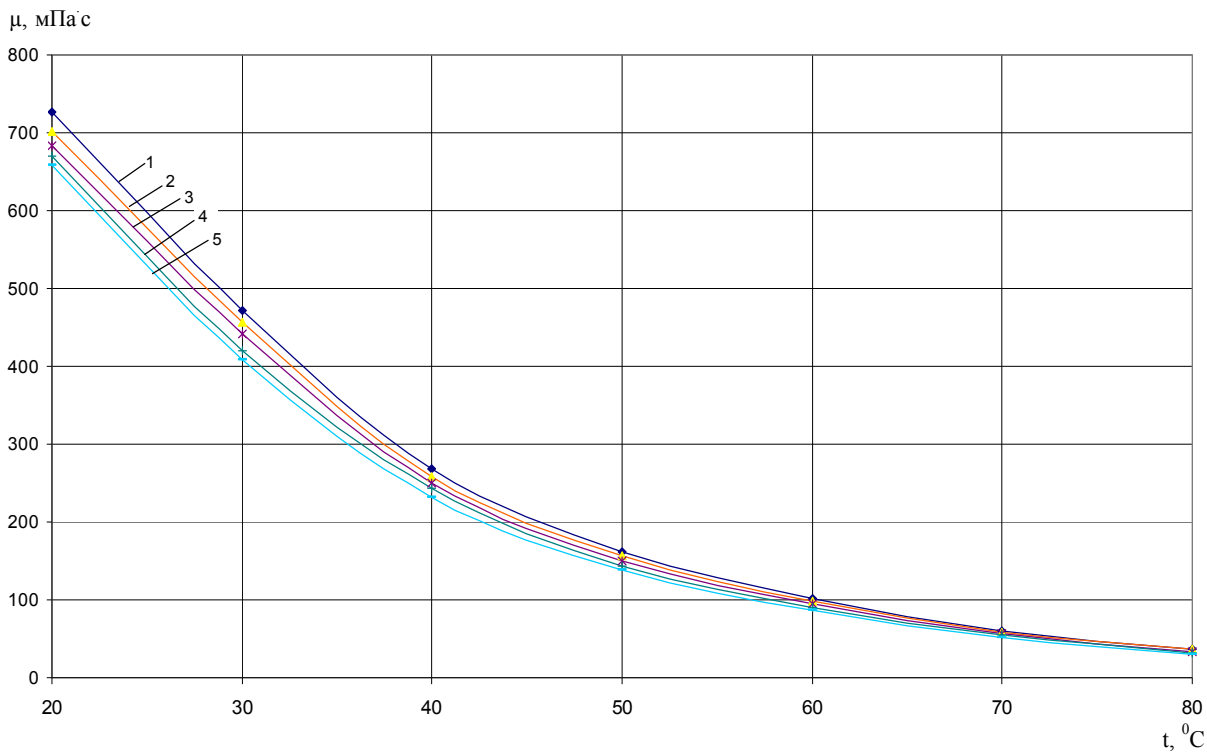
а)



1-20; 2-30; 3-40; 4-50; 5-60; 6-70; 7-80°C

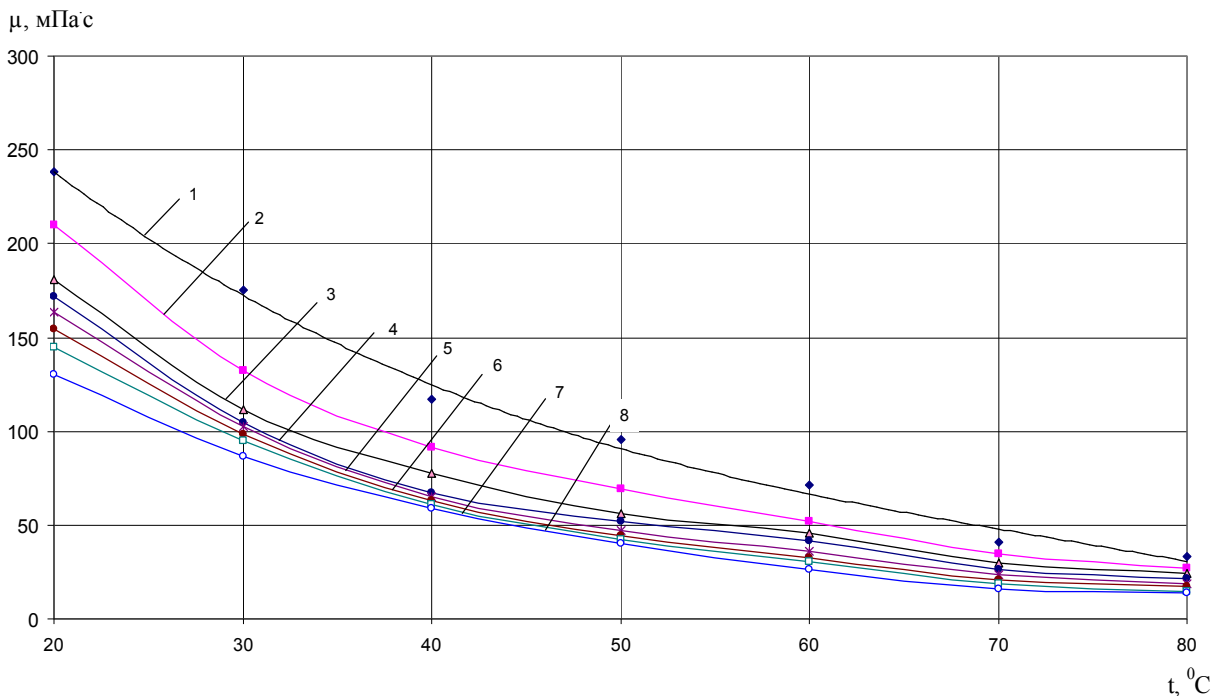
б)

Рисунок 1 – Графіки залежності динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини 97 Яблунівського НГКР від температури для різного об'ємного вмісту конденсату (а) і від об'ємного вмісту конденсату для різних температур (б)



1-0; 2-0,5; 3-2; 4-6; 5-12% мас.

**Рисунок 2 – Графіки залежності від температури динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини 97 Яблунівського НГКР з різним масовим вмістом ріпоксу-6**



1-0; 2-0,25; 3-0,5; 4-1; 5-2; 6-4; 7-8; 8-12 % мас.

**Рисунок 3 – Графіки залежності від температури динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини 97 Яблунівського НГКР з вмістом 20% об. конденсату і різним масовим вмістом депресатора „РЕНА-2210”**

Яблунівського НГКР 1; 4 і 8% мас. ріпоксу-6 абсолютне і відносне зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти становить відповідно (див. рис. 2):

за температури 20<sup>0</sup>С – 35,9 мПа·с (4,94%); 50,6 мПа·с (6,97%); 62 мПа·с (8,51%);

за температури 50<sup>0</sup>С – 7,6 мПа·с (4,71%); 14,8 мПа·с (9,18%); 20,28 мПа·с (12,58%);

за температури 80<sup>0</sup>С – 2,5 мПа·с (6,7%); 4,26 мПа·с (11,4%); 6,12 мПа·с (16,39%).

З наведених даних видно, що за низьких температур при додаванні ПАР в'язкість нафти знижується найбільше. З підвищенням температури вплив ріпоксу-6 на в'язкість нафти зменшується. Проте зростає вплив концентрації ріпоксу-6 на відносне зменшення в'язкості нафти, хоча абсолютне зниження в'язкості нафти буде меншим.

Спільне додавання до нафти ПАР і конденсату призводить до більшого зниження в'язкості нафти, ніж при використанні окремо ПАР чи конденсату. Так, при додаванні до проби нафти із свердловини 97 Яблунівського НГКР з вмістом 20% об. вуглеводневого конденсату 1; 4 і 8% мас. ріпоксу-6 абсолютне і відносне зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти становить відповідно:

за температури 20<sup>0</sup>С – 15,1 мПа·с (5,18%); 28,2 мПа·с (9,68%); 35,2 мПа·с (12,08%);

за температури 50<sup>0</sup>С – 8,73 мПа·с (7,9%); 12,23 мПа·с (11,1%); 15,43 мПа·с (13,96%);

за температури 80<sup>0</sup>С – 5,7 мПа·с (16%); 8,9 мПа·с (20,32%); 11,6 мПа·с (20,48%).

Аналіз експериментальних даних свідчить, що додавання ріпоксу-6 до суміші нафти з конденсатом забезпечує менше абсолютне зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти порівняно з додаванням такої ж кількості ріпоксу-6 до чистої нафти без конденсату. Проте ріпокс-6 забезпечує більше відносне зниження динамічного коефіцієнта в'язкості суміші нафти з конденсатом порівняно з чистою нафтою без конденсату. Це свідчить про доцільність застосування суміші вуглеводневого конденсату і ріпоксу-6 для зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості нафти.

Ефективним понижувачем в'язкості нафти є депресатор “РЕНА-2210” (див. рис. 3). Значення абсолютного і відносного зниження динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини 97 Яблунівського НГКР з вмістом в суміші 20% об. вуглеводневого конденсату при додаванні 1; 4 і 8% мас. депресатора “РЕНА-2210” становить відповідно:

за температури 20<sup>0</sup>С – 57,22 мПа·с (24%); 74,6 мПа·с (31,3%); 93,7 мПа·с (39,32%);

за температури 50<sup>0</sup>С – 39,4 мПа·с (41,2%); 48,5 мПа·с (50,7%); 53,1 мПа·с (55,5%);

за температури 80<sup>0</sup>С – 9,18 мПа·с (27,72%); 14,44 мПа·с (43,6%); 18,24 мПа·с (55,1%).

Порівняння результатів досліджень з додавання ріпоксу-6 і депресатора “РЕНА-2210” до проби нафти з вмістом 20% об. вуглеводневого конденсату показує, що депресатор “РЕНА-2210” забезпечує вищі показники абсолютного і відносного зниження динамічного коефіцієнта

в'язкості нафти порівняно з ріпоксом-6. Основне зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості нафти спостерігається до концентрації депресатора “РЕНА-2210” 1-2% мас., після чого графік залежності динамічного коефіцієнта в'язкості нафти від масової концентрації ПАР поступово виположуються. При цьому в межах температур 20-50<sup>0</sup>С слід застосовувати більшу концентрацію депресатора “РЕНА-2210” в нафті (до 2% мас.), а за температур понад 50<sup>0</sup>С – меншу (0,5-1% мас.).

Позитивний вплив депресатора “РЕНА-2210” на зниження в'язкості нафти підтверджується також результатами аналогічних досліджень з пробами нафти із свердловин 68, 501 Яблунівського НГКР, ріпоксу-6 – з пробами нафти із свердловин 68, 96, 501 Яблунівського НГКР і 107 Куличихінського НГКР, ніогену П-1000 – з пробєю нафти із свердловини 96 Яблунівського НГКР, неонулу АФ<sub>09-12</sub>, інгібітора парафіновідкладень МЛ-80, композиції неонулу АФ<sub>09-12</sub> та інгібітора парафіновідкладень МЛ-80 (при масовому співвідношенні компонентів 50:50) – з пробєю нафти із свердловини 68 Яблунівського НГКР. В останньому випадку в дослідженому діапазоні зміни масової концентрації ПАР від 0,1 до 1%, температури від 20 до 70<sup>0</sup>С та об'ємного вмісту розчинника (вуглеводневого конденсату) з розрахунку на чисту нафту від нуля до 70% інгібітор парафіновідкладень МЛ-80 виявився ефективнішим за неонол АФ<sub>09-12</sub>. Найбільше зниження в'язкості нафти досягнуто у випадку застосування композиції неонулу АФ<sub>09-12</sub> та інгібітора парафіновідкладень МЛ-80 (при масовому співвідношенні компонентів 50:50). Використання для зниження в'язкості нафти інгібітора парафіновідкладень МЛ-80 одночасно забезпечує боротьбу з відкладами твердих вуглеводнів. Порівняно з іншими дослідженими ПАР найменше впливає на в'язкість нафти жиринокс. В дослідях з пробами нафти із свердловин 68, 97, 501 Яблунівського НГКР встановлено незначне зниження в'язкості нафти при масовій концентрації жиринокса 1%.

Результати лабораторних досліджень свідчать про позитивний вплив ПАР не тільки на зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості нафти при заданій температурі, але і на зменшення оптимальної температури нагрівання нафти. Так при збільшенні концентрації ріпоксу-6 у пробі нафти із свердловини 96 Яблунівського НГКР з вмістом 20% об. конденсату (з розрахунку на суміш “нафта-конденсат”) з 0,125 до 4% мас. оптимальна температура нагрівання нафти зменшується на 8,67<sup>0</sup>С, а при збільшенні концентрації ріпоксу-6 з 0,125 до 6% мас. – на 9,05<sup>0</sup>С.

Додавання до нафти ПАР дозволяє також зменшити температуру застигання нафти. В дослідях з пробєю нафти із свердловини 501 Яблунівського НГКР в нафту додавали по 1; 2; 4; 6; 8; 10; 12% мас. депресатора “РЕНА-2210”, ріпоксу-6 і жириноксу. Динамічний коефіцієнт в'язкості нафти при 20<sup>0</sup>С становить 7715,9 мПа·с. Температура застигання нафти дорівнює

мінус 6<sup>0</sup>С. Найбільше на зниження температури застигання нафти впливає депресатор "РЕНА-2210", менше – ріпокс-6 і найменше – жиринокс. При вмісті депресатора "РЕНА-2210" у нафті до С=0,5% мас. температура її застигання залишається постійною і становить мінус 6<sup>0</sup>С. Потім зі збільшенням вмісту депресатора "РЕНА-2210" температура застигання нафти зменшується і становить: С=1% мас. – мінус 7<sup>0</sup>С, С=2% мас. – мінус 8<sup>0</sup>С, С=4% мас. – мінус 9<sup>0</sup>С, С=8% мас. – мінус 11<sup>0</sup>С. Для ріпоксу-6 температура застигання нафти зменшується при концентраціях його в нафті понад 1% мас. і становить: С=2% мас. – мінус 7<sup>0</sup>С, С=4% мас. – мінус 8<sup>0</sup>С, С=8% мас. – мінус 9<sup>0</sup>С. Температура застигання нафти при концентраціях жириноксу до 2% мас. залишається постійною, а при більших концентраціях жириноксу зменшується і становить: С=4% мас. – мінус 7<sup>0</sup>С, С=8% мас. – мінус 8<sup>0</sup>С. Таким чином, вибором типу і концентрації ПАР можна регулювати температуру застигання нафти.

Для вивчення закономірностей процесу розчинення нафти у вуглеводневому конденсаті проведено додаткові дослідження з пробною нафтою, відібраною з амбара свердловини 68 Яблунівського НГКР. Градуирований циліндр заповнювали конденсатом в кількості 100 см<sup>3</sup> і опускали на 15 хвилин в термостат для нагрівання до заданої температури. Досліди проводили за температур 20, 30 і 50<sup>0</sup>С. З нафти виготовляли кульки масою близько 2 г, які ставили в дротяну сітку та опускали в нагрітій до заданої температури конденсат. Час початку розчинення нафти визначали за помутнінням розчинника. Розчинення нафти при 20<sup>0</sup>С починалось через 5 хвилин, при 30<sup>0</sup>С – через 3 хвилини і при 50<sup>0</sup>С – менше ніж через одну хвилину з моменту занурення сітки з кульками нафти в розчинник. Інтенсивність розчинення нафти в конденсаті визначали ваговим методом. Для цього через кожні 10 хвилин після початку розчинення нафти в конденсаті впродовж першої години, через кожні 20 хвилин впродовж другої години, а далі – через кожні 30 хвилин дротяну сітку з наважками нафти виймали із циліндра, висушували і зважували. Згідно з дослідними даними при температурі 20<sup>0</sup>С повне розчинення наважки нафти відбувалось за 810 хвилин, при температурі 30<sup>0</sup>С – за 630 хвилин, при температурі 50<sup>0</sup>С – за 240 хвилин. За температури 20<sup>0</sup>С до 420-ї хвилини кількість розчиненої нафти за одиницю часу поступово зменшувалась, потім – з 420-ї до 630-ї хвилин – зростала, а надалі – зменшувалась через насичення розчинника нафтою. За температури 30<sup>0</sup>С період сповільнення процесу розчинення нафти з моменту занурення наважки нафти в розчинник займає 39,3% від загального часу розчинення (порівняно з 51% за температури 20<sup>0</sup>С), а за температурі 50<sup>0</sup>С – взагалі відсутній – кількість розчиненої нафти безперервно зростає і тільки в останній період часу дещо зменшується. Наведені дані свідчать про необхідність використання розчинників у підігрітому стані для прискорення розчинення в них важких високов'яз-

ких нафт та організації циркуляції розчинника в стовбурі свердловини.

У зв'язку з тим, що на нафтових промислах не завжди є в достатній кількості вуглеводневий конденсат, проведено дослідження щодо оцінки можливості використання води для зменшення в'язкості нафти. Для цього в проміжок між циліндрами віскозиметра "Реотест-2" заливали проби нафти із свердловини 96 Яблунівського НГКР і різну кількість води (10; 20; 30; 40; 50; 60 і 70% об.). Впродовж 10 хвилин проводили перемішування суміші нафти і води. Потім визначали динамічне напруження зсуву і динамічний коефіцієнт в'язкості нафти, починаючи з найменшої швидкості обертання циліндра до максимально можливої. Досліди проводили при температурах 20; 30; 40; 50; 60; 70; 80<sup>0</sup>С.

За результатами досліджень додавання до нафти від 20 до 50% об. води призводить до зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості (найбільше – при додаванні 20-30% об. води).

За візуальними спостереженнями, додавання до нафти води призводить до утворення емульсії "вода в нафті" – за малого вмісту води в суміші, і "нафта у воді" – за об'ємного вмісту води понад 40%. За об'ємного вмісту води 10; 60 і 70% в'язкість емульсії перевищує в'язкість нафти. Зменшення в'язкості нафти при використанні води можна досягти, якщо разом з водою уводити ПАР – деемульгатори або додавати разом з водою вуглеводневий конденсат. Для досліджень у нафту додавали 10; 30; 40; 50% об. суміші, що складалася з 50% об. конденсату і 50% об. води, а також 50% об. суміші, що складалася з 40% об. конденсату і 60% об. води; 20% об. конденсату і 80% об. води. Найбільше зниження динамічного коефіцієнта в'язкості отримано у випадку додавання до нафти 40% об. суміші, що складається з 50% об. конденсату і 50% об. води. Додатково виконано досліди з додаванням до нафти разом з наведеною сумішшю 0,5% мас. деемульгатора ПМ. Отримано ще більше зниження динамічного коефіцієнта в'язкості суміші нафти з конденсатом і водою. Таким чином, за відсутності чи недостатній кількості вуглеводневого конденсату для зменшення в'язкості нафти можна використовувати воду з конденсатом (чи без нього) з добавками ПАР.

Тепловий вплив на стовбур свердловин може здійснюватись: постійним чи періодичним нагнітанням теплоносіїв у затрубний простір; періодичним нагнітанням теплоносіїв у НКТ для ліквідації відкладів твердих вуглеводнів; використанням вибієних нагрівачів, встановлених у нижній частині НКТ (вогневих чи електричних на основі малогабаритного ТЕН); обігріванням лінійними нагрівачами (геофізичним кабелем, ТЕНами та нагрівачами, вмонтованими в муфтове з'єднання НКТ). Нагрівачі можуть стаціонарно встановлюватись в НКТ чи періодично спускатись у свердловину, включатись в роботу постійно чи періодично. Як теплоносії можуть використовуватись нагріті вода, вуглеводнева рідина, пара, газоподібні агенти,

газорідинні суміші? Тепловий вплив на привибійну зону пласта може здійснюватись за допомогою: вибійних електронагрівачів при зупинці свердловин; періодичного нагнітання в пласт по НКТ теплоносіїв; використання тепла термохімічних реакцій між реагентами, що нагнітаються з поверхні. Для зменшення в'язкості нафти і боротьби з відкладами твердих вуглеводнів та емульсіями можуть використовуватись вуглеводневі розчинники, розріджувачі нафти та ПАР. Вуглеводневі розчинники можуть нагнітатись при температурі навколишнього середовища чи попередньо підігріватись.

В ІФНТУНГ розроблено математичні моделі теплового впливу на привибійну зону і стовбур свердловин з високов'язкими нафтами за допомогою теплоносіїв та електронагрівачів. З використанням останніх виконано теоретичні дослідження щодо умов експлуатації нафтових свердловин Яблунівського НГКР.

За результатами виконаних аналітичних досліджень ефективним теплоносієм є вода. Нагнітання гарячої води в затрубний простір працюючої нафтової свердловини дає змогу прогріти колону НКТ на всю довжину, попереджуючи відкладання на її стінках твердих вуглеводнів, і досягти на гирлі свердловини температур, вищих за оптимальну температуру нагрівання нафти (за результатами лабораторних експериментів – близько 50°C). Проте нагнітання води призводить до зменшення дебіту нафти (порівняно з дебітом без прогрівання), що пов'язано зі збільшенням втрат тиску на тертя при русі збільшених об'ємів рідини – нафти з водою – і протитиску стовпа газорідинної суміші в НКТ.

При використанні як теплоносія конденсат досягаються менші значення температури газорідинної суміші в НКТ і на гирлі свердловини, однак збільшується дебіт нафти (порівняно з нагнітанням води з такими ж параметрами) за рахунок розчинення конденсату в нафті і зменшення її в'язкості. Вплив температури нагрівання конденсату на дебіт нафти зменшується зі збільшенням глибини свердловини. Для свердловин глибиною понад 3000 м приріст дебіта нафти за рахунок використання нагрітого конденсату не перевищує 10%. Тому в глибоких свердловинах для інтенсифікації видобування високов'язких нафт можна використовувати холодний конденсат як понижувач в'язкості нафти за рахунок її розчинення.

При нагнітанні в затрубний простір нагрітого газу температура його практично не впливає на дебіт свердловини, оскільки глибина прогрівання НКТ не перевищує 350 м. Тому в глибоких свердловинах, зокрема Яблунівського НГКР, недоцільно використовувати нагрітий газ. Однак при використанні газу досягаються більші дебіти нафти ніж при нагнітанні нагрітих води і конденсату за рахунок істотного зменшення густини газорідинної суміші в НКТ.

За результатами аналітичних досліджень доцільним є одночасне нагнітання в затрубний простір свердловини декількох робочих агентів, зокрема, газоконденсатної суміші, з метою по-

єднання їх позитивних характеристик. При цьому досягаються значно вищі дебіти нафти порівняно з нагнітанням тільки конденсату і дещо нижчі ніж при нагнітанні газу, а вплив температури на дебіт нафти менший ніж при нагнітанні конденсату. Тому газоконденсатну суміш можна використовувати без підігрівання.

Результати аналітичних досліджень свідчать про доцільність використання електронагрівачів, встановлених в НКТ, для теплового впливу на газорідинний потік в стовбурі свердловини. Залежно від глибини свердловини, пластової температури, фізико-хімічних властивостей і дебіта нафти та потужності електронагрівача може використовуватись електронагрівач, встановлений в нижній частині НКТ, або декілька нагрівачів, встановлених вздовж колони НКТ.

Слід зазначити, що для нафти з горизонтів Б-5, Б-6 і Б-10, Б-11 Яблунівського НГКР оптимальна температура нагрівання становить близько 50°C. Цій температурі відповідає глибина свердловин близько 1400-1600 м. Тому відповідно до умов свердловин Яблунівського НГКР доцільно здійснювати нагрівання стовбура тільки до глибини 1400-1600 м, наприклад, за допомогою електронагрівачів (геофізичного кабелю, ТЕНів). Електронагрівачі можуть стаціонарно встановлюватись в НКТ і постійно (чи періодично) підключатись до джерела струму або періодично спускатись в колону НКТ і прогрівати верхню частину труб впродовж певного періоду часу.

За результатами теоретичних та експериментальних досліджень ліквідація відкладів твердих вуглеводнів в НКТ досягається нагнітанням в них нагрітих до відповідної температури легкої нафти чи вуглеводневого конденсату і витриманням впродовж певного періоду часу. Проте нагнітання гарячих теплоносіїв в НКТ вимагає значних об'ємів теплоносія і тривалого часу. Тому більш ефективним є використання колтюбінгових установок для нагнітання гарячих теплоносіїв в НКТ. Колтюбінгові установки дають можливість зменшити об'єм теплоносія, скоротити тривалість теплової обробки і здійснювати операції без глушіння і подальшого освоєння свердловини.

Результати аналітичних досліджень свідчать про ефективність застосування вибійних електронагрівачів і теплоносіїв для теплового впливу на привибійну зону свердловин з метою очищення пористого середовища від твердих вуглеводнів, зменшення в'язкості нафти, підключення в роботу окремих нафтонасичених пропластків, які через високу в'язкість нафти і можливу наявність початкового градієнта тиску не працюють. Характерним є формування вибійної температури за дуже короткий період часу з початку нагнітання теплоносія – від декількох годин до декількох діб (залежно від глибини свердловини, тиску, температури і темпу нагнітання теплоносія). Після цього вибійна температура повільно зростає в часі. За результатами розрахунків для розплавлення в зоні пласта радіусом 3 м парафінів з температурою

плавлення від 27<sup>0</sup>С до 71<sup>0</sup>С і церезинів з температурою плавлення від 65<sup>0</sup>С до 88<sup>0</sup>С потрібен час від доби і менше до 10 діб і більше. Скоротити тривалість теплової обробки привибійної зони пласта та об'єм теплоносія, що нагнітається у свердловину, можна скориставшись колтюбінговими установками і нагрітим вуглеводневим розчинником, наприклад, газовим конденсатом з добавками ПАР.

Іншим напрямком теплового впливу на привибійну зону пласта є застосування вибійних електронагрівачів. За результатами розрахунків залежно від потужності електронагрівача, фізико-літологічних параметрів пласта і фізико-хімічних властивостей нафти за 10 діб прогрівання температура на вибої свердловини зростає у 1,8-3,8 разів, а радіус зони теплового впливу сягає 4 м. Проте використання вибійних електронагрівачів пов'язано з рядом технічних проблем.

За результатами виконаних лабораторних та теоретичних досліджень для інтенсифікації роботи фонтанних свердловин з високов'язкими нафтами на родовищах ГПУ "Полтавагазвидобування" рекомендується подавати дозуючими насосами в затрубний простір вуглеводневий конденсат в кількості 20% об. (залежно від складу і фізико-хімічних властивостей нафти) з розрахунку на суміш "нафта-конденсат", або 25% об. – з розрахунку на чисту нафту. У вуглеводневий конденсат уводиться депресатор "РЕНА-2210" або ріпокс-6 в кількості 1-2% мас, а в обводнених свердловинах з утворенням емульсій – деемульгатор ПМ. У випадку відкладання твердих вуглеводнів на стінках НКТ рекомендується додатково уводити в конденсатний розчин інгібітор парафіновідкладень, наприклад МЛ-80, і прогрівати верхню частину НКТ лінійними електронагрівачами, які періодично спускаються з поверхні, або використовувати для руйнування відкладів твердих вуглеводнів колтюбінгові установки з нагнітанням у свердловину вуглеводневого конденсату з добавками ПАР. За рекомендаціями науковців ІФНТУНГ використання вуглеводневого конденсату для зменшення в'язкості нафти і боротьби з відкладами твердих вуглеводнів у НКТ успішно використовується при експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами на нафтогазоконденсатних родовищах ГПУ "Полтавагазвидобування".

За наявності на родовищі газу високого тиску нафтові свердловини після припинення фонтанування переводять на газліфтний спосіб експлуатації. Розроблена в ІФНТУНГ технологія газліфтної експлуатації нафтових свердловин передбачає розсосереджене уведення газліфтного газу в потік пластової продукції по довжині колони НКТ, обладнання колони НКТ зворотними пусковими газліфтними клапанами та робочими отворами в муфтах спеціальної конструкції і додаткове уведення в потік газліфтного газу вуглеводневого конденсату з ПАР у вищенаведених співвідношеннях. Використання зворотних пускових клапанів дає змогу зменшити пусковий тиск газліфтного газу, а

розсосереджене уведення газліфтного газу в потік пластової продукції по довжині колони НКТ – зменшити робочий тиск і витрату газліфтного газу. Запропонована технологія газліфтної експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами впроваджена на свердловині 96 Яблунівського НГКР.

В умовах високої обводненості пластової продукції, низьких пластових тисків і відсутності газу високого тиску чи економічної недоцільності застосування газліфта нафтові свердловини переводять на насосну експлуатацію. Ефективним насосним способом експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами є застосування гвинтових насосів, які спускаються у свердловини на НКТ під динамічний рівень рідини. Позитивні результати використання гвинтових насосів отримані при експлуатації нафтових свердловин на родовищах НГВУ "Охтирканафтогаз" і ГПУ "Полтавагазвидобування". Іншими способами механізованої експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами є застосування штангових насосів спеціальної конструкції [2], а також струминних насосів, в ролі робочого агента яких використовують газ, розчинник (розріджувач) нафти з ПАР та їх поєднання.

Результати наведених досліджень свідчать про можливість ефективної експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами.

### Література

- 1 Кудинов В.И. Технологии повышения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкими нефтями // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №5. – С. 92-95.
- 2 Радченко И.И., Лылак Н.Н. Некоторые проблемы создания технологии добычи высоковязкой нефти // Международный симпозиум по проблемам разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа, бурения и эксплуатации скважин: Доклады, тезисы. – Киев: Гос. науч.-исслед. и проект. ин-т нефт. пром-ти. – 1993. – С. 189-197.