

# РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.276.5

## ФІЗИКО-ХІМІЧНИЙ ВПЛИВ НА ВИСОКОВ'ЯЗКІ НАФТИ З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ ДЕБІТІВ СВЕРДЛОВИН І ПОПЕРЕДЖЕННЯ УСКЛАДНЕНЬ У ПРОЦЕСІ ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

<sup>1</sup>Р.М.Кондрат, <sup>1</sup>О.Р.Кондрат, <sup>2</sup>Б.Б.Синюк, <sup>3</sup>І.І.Хомин<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 42195  
e-mail: [kondrat@nung.edu.ua](mailto:kondrat@nung.edu.ua)<sup>2</sup>ДК "Укргазвидобування", 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел. (044) 2122870<sup>3</sup>ГПУ "Полтавагазвидобування", 36008, м. Полтава, вул. Фрунзе, 170, тел/факс (0532) 515602

*По результатам лабораторных исследований обоснована технология физико-химического воздействия на высоковязкие нефти с целью повышения дебитов скважин и предупреждения осложнений в их работе, которая включает комплексное применение тепловых методов, углеводородных растворителей и новых типов ПАВ.*

*As a result of laboratory research work the technology of physical-chemical influence on high viscosity oil has been substantiated having the aim to increase the output of wells and prevent the complications appeared in their work. This technology includes the complex application of heat, hydrocarbon solvents and new kinds of surfactants.*

Сучасний стан сировинної бази нафтовидобувної галузі України характеризується значним погіршенням структури запасів нафти. Вступили в період спадаючого видобування чи завершальну стадію розробки родовища, з яких донедавна отримували основний видобуток нафти. Зросла частка трудновилучуваних запасів, зосереджених на складнобудованих родовищах з нафтами підвищеної в'язкості, в підгазових та обводнених зонах. На родовищах, що розроблялися на режимі виснаження пластової енергії, додатково з'явилися ускладнення у процесі експлуатації свердловин внаслідок зростання в'язкості нафти при її розгазуванні та інтенсифікації процесів парафіновідкладення.

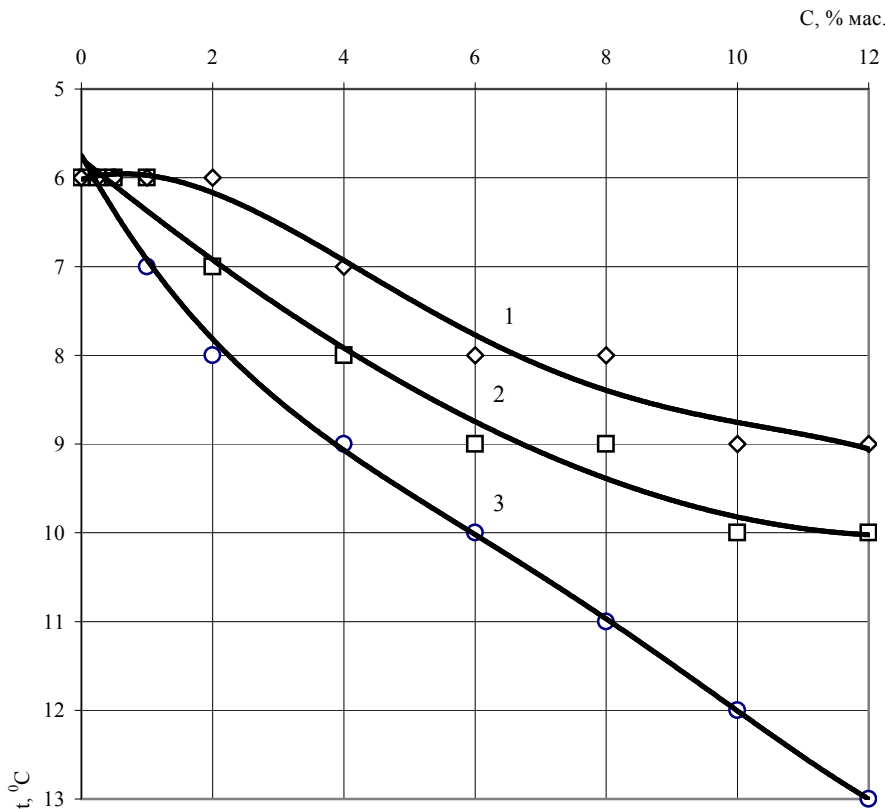
Основні проблеми при видобуванні високов'язких нафт пов'язані з їх аномальною в'язкістю і значним вмістом асфальтосмолопарафінових речовин. Експлуатація свердловин характеризується значними втратами тиску у привибійній зоні пласта, насосно-компресорних трубах (НКТ) і викидних лініях та відкладанням на стінках труб твердих вуглеводнів. При зупинках свердловин можливе застигання нафти в НКТ і викидних лініях.

Для інтенсифікації видобування високов'язких нафт на практиці застосовують методи фізико-хімічного впливу на них за допомогою тепла, вуглеводневих розчинників і повер-

хнево-активних речовин (ПАР) – понижувачів в'язкості нафти та інгібіторів парафіновідкладення – окремо чи в поєднанні. При проектуванні фізико-хімічного впливу на високов'язкі нафти необхідно обґрунтувати параметри процесу і вибрати ефективні реагенти – ПАР та їх композиції. У зв'язку з різноманітними фізико-хімічними характеристиками та складом нафти і геолого-технічними характеристиками свердловин вибір параметрів процесу та реагентів повинен здійснюватись індивідуально для кожної свердловини чи групи свердловин з врахуванням технічних і фінансових можливостей підприємства та наявного асортименту реагентів.

В ІФНТУНГ для проби нафти із свердловини 501 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища виконано комплекс досліджень з обґрунтування параметрів фізико-хімічного впливу для зниження температури застигання і в'язкості нафти.

В дослідгах вивчався вплив температури, вуглеводневого розчинника (газового конденсату густиною 735 кг/м<sup>3</sup>) і ПАР на в'язкісні і реологічні властивості проби нафти, відібраної з гирла свердловини. Лабораторні дослідження виконувались при температурах від 25 до 80<sup>0</sup>С (через кожні 5<sup>0</sup>С). Об'ємний вміст вуглеводневого конденсату в системі (по відношенню до



1 – жиринокс; 2 – ріпокс-6; 3 – депресатор “РЕНА-2210”

**Рисунок 1 — Залежність температури застигання проби нафти із свердловини 501 Яблунівського родовища від масового вмісту ПАР**

суміші нафти і конденсату) становив 0; 10; 20; 30; 40; 50; 60 %. Як ПАР використовувались ріпокс-6 та жиринокс виробництва Івано-Франківського ВАТ “Барва” і депресатор “РЕНА-2210” виробництва НВК “Галичина”. Масовий вміст ПАР у суміші нафти з конденсатом становив 0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 4; 6; 8; 12 %.

ПАР “Ріпокс-6” за ТУ 6-00205601.066-99 є самоемулгуючим жируючим препаратом, виготовляється з оксидетильованої рапсової олії. Застосовується при вичинці шкір та хутра та як компонент авіаживих і шліхтуючих композицій в текстильній промисловості. Властивості: при 20°C жовто-коричнева в’язка рідина неіоногенного характеру, рН 1%-го водного розчину – 8-10. Сумісний з аніоно-активними, катіоно-активними та амфотерними ПАР.

ПАР “Жиринокс” за ТУ 6-36-101-0-91 виготовляється шляхом оксидетильовання тваринного жиру з відходів шкіряної і жирової промисловості (обезсолювання шкір) і є олефільним деємультатором типу вода в маслі. Властивості: при 20°C жовто-коричнева в’язка рідина, рН 1%-ого водного розчину – 8-9. Сумісний з аніоно-активними, катіоно-активними та амфотерними ПАР.

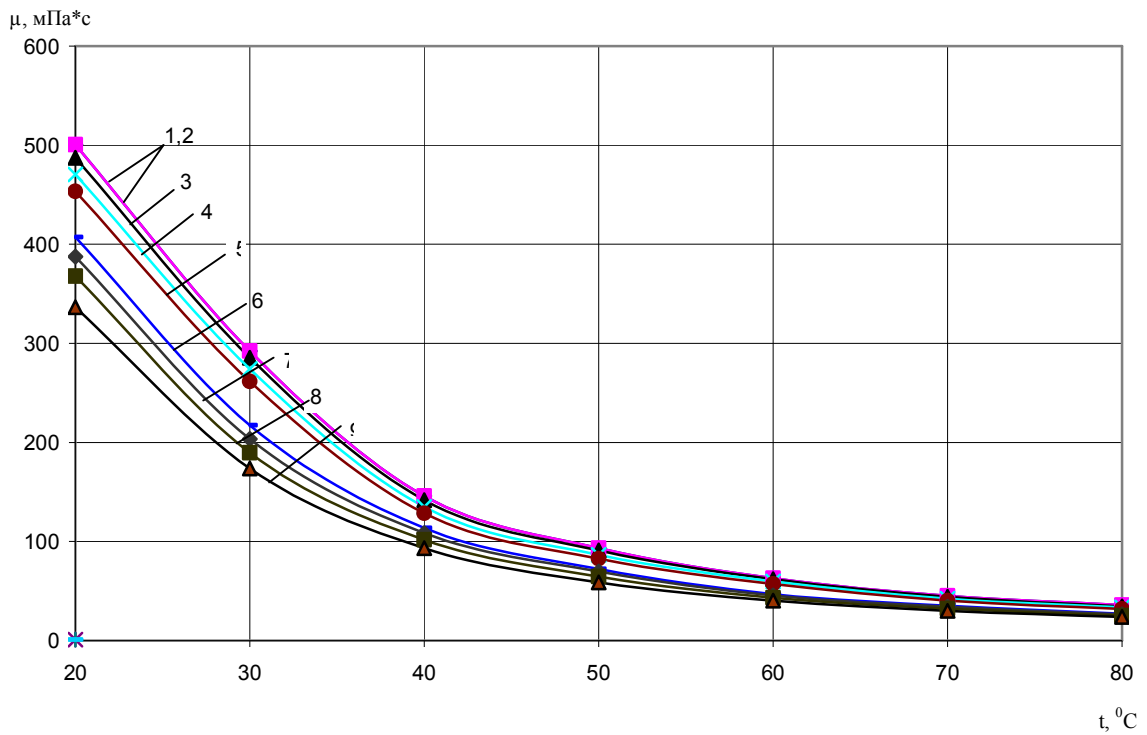
Депресатор “РЕНА-2210” (інгібітор корозії “РЕНА-НАФТОХІМ-8” за ТУ 24.6-30084964-003-2001) призначений для захисту нафтогазопромислового обладнання від корозії, спричи-

неної діями сірководню, вуглекислоти і мінералізованих пластових та стічних вод. Депресатор “РЕНА-2210” є продуктом конденсації кислоти та ефірів рослинного походження з амінами в комплексному вуглеводневому розчиннику. Властивості: при 20°C темно-коричнева рідина густиною не менше 830 кг/м<sup>3</sup>. Захисна дія при концентрації інгібітора 0,1 кг/м<sup>3</sup> – не менше 90%.

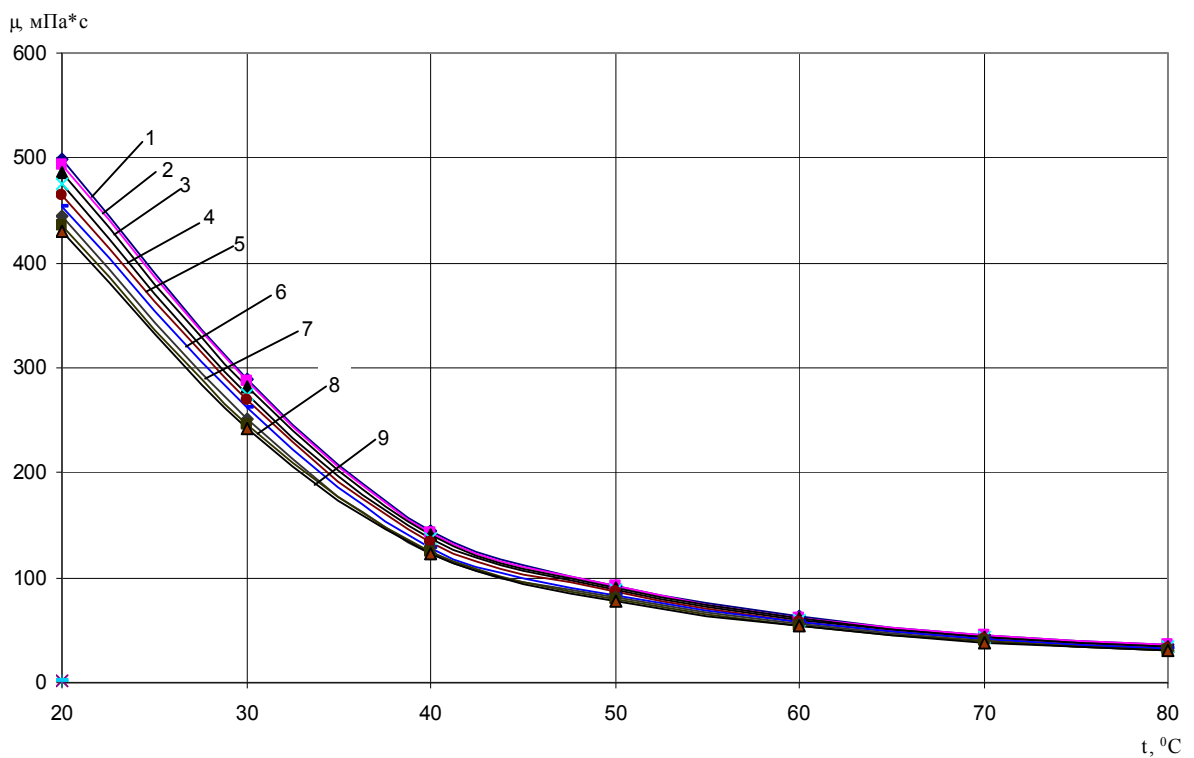
В лабораторних дослідженнях у пробу нафти вводили певну кількість вуглеводневого конденсату чи ПАР або обидва разом, нагрівали пробу нафти з добавками до заданої температури і визначали густину нафти (за допомогою ареометра) і граничний динамічний опір зсуву та динамічний коефіцієнт в’язкості нафти (за допомогою ротаційного віскозиметра “Реотест-2”).

За результатами виконаних досліджень тепловий вплив, застосування вуглеводневих розчинників і ПАР призводять до зменшення граничного динамічного опору зсуву, динамічного коефіцієнта в’язкості і температури застигання нафти.

Найбільше на зниження температури застигання нафти впливає ПАР “РЕНА-2210” (рисунок 1). При вмісті ПАР у нафті до 0,5% мас. температура її застигання залишається постійною і рівною мінус 6°C. Відтак зі збільшенням вмісту депресатора “РЕНА-2210” темпера-

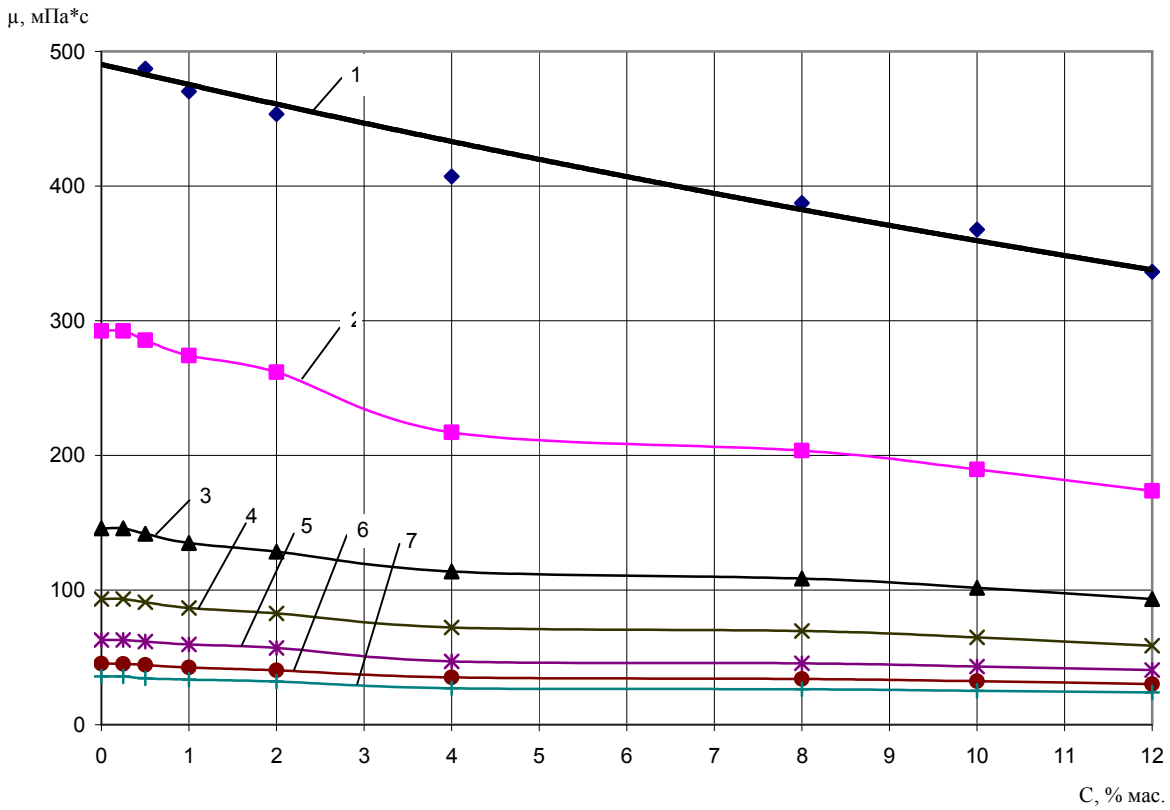


а)

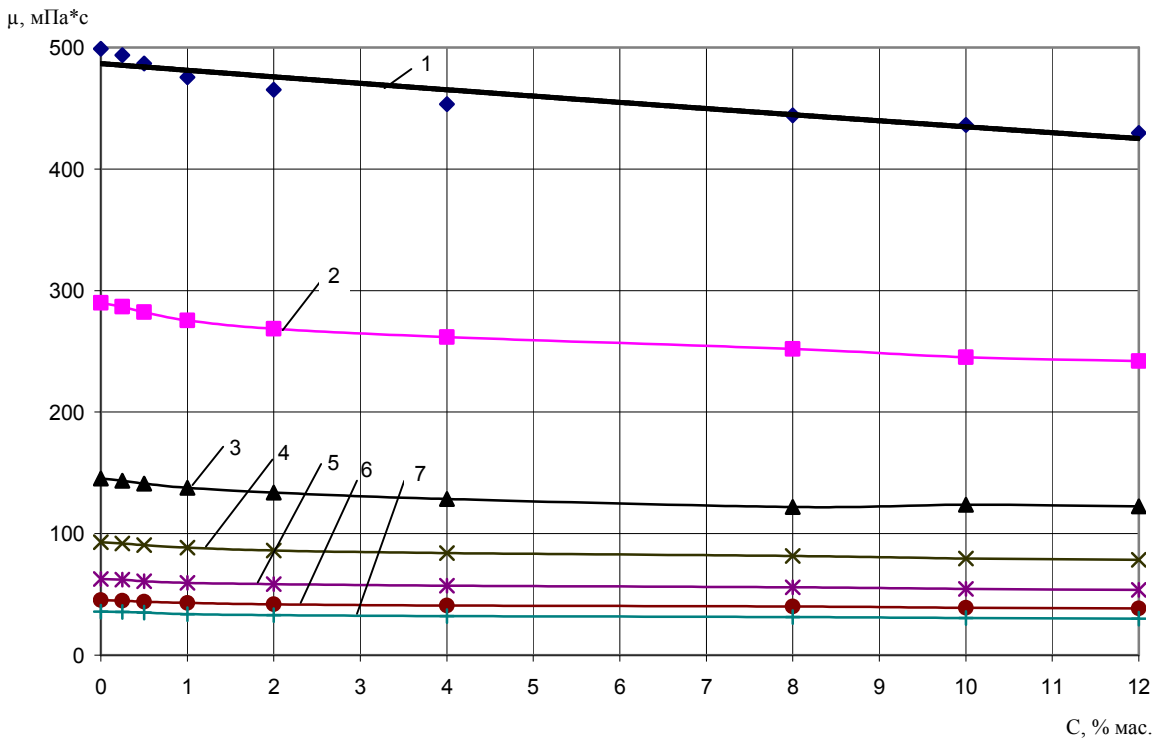


б)

**Рисунок 2 – Графіки залежності від температури динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини 501 Яблунівського родовища з вмістом 20% об. конденсату і різним вмістом депресатора "РЕНА-2210" (а) і ріпоксу-6 (б)**



а)



б)

Рисунок 3 – Графіки залежності динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини 501 Яблунівського родовища з вмістом 20% об. конденсату від масової концентрації депресатора „РЕНА-2210” (а) і ріпоксу-6 (б) для різних температур

Таблиця 1 – Значення динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини 501 Яблунівського родовища при додаванні вуглеводневого конденсату, депресатора "РЕНА-2210" і ріпоксу-6

Температура, °С	Тип ПАР	Вміст конденсату в суміші, % об.	Динамічний коефіцієнт в'язкості проби нафти (мПа·с) при різному вмісті ПАР, % мас.					
			0	0,5	1	2	4	8
20	РЕНА-2210 Ріпокс-6	0	7715,9	7715,9	7174,02	6620,36	6231,62	5850
		0	7715,9	7603,99	7386,06	7103,34	6431,88	6820,62
50	РЕНА-2210 Ріпокс-6	0	787,297	754,25	700,91	657,39	629,25	595,22
		0	787,297	740,18	734,94	710,4	687,17	656,4
80	РЕНА-2210 Ріпокс-6	0	137,797	131,834	130,38	126,05	120,49	17,26
		0	137,797	130,27	127,51	124,93	121,15	117,73
20	РЕНА-2210 Ріпокс-6	20	500,519	487,176	470,42	453,4	407,06	387,43
		20	500,519	486,91	475,39	465,18	453,4	444,24
50	РЕНА-2210 Ріпокс-6	20	93,291	91,02	86,62	82,6	72,23	69,71
		20	93,291	90,46	88,48	86,21	83,94	81,66
80	РЕНА-2210 Ріпокс-6	20	35,89	34,53	33,58	32,05	27,01	26,38
		20	35,89	34,93	33,63	32,36	32,1	31,33

тура застигання нафти зменшується і становить при  $c=1\%$  мас. –  $(-7)^{\circ}\text{C}$ ,  $c=2\%$  мас. –  $(-8)^{\circ}\text{C}$ ,  $c=4\%$  мас. –  $(-9)^{\circ}\text{C}$ ,  $c=8\%$  мас. –  $(-11)^{\circ}\text{C}$ . Для ріпоксу-6 температура застигання нафти зменшується при концентраціях його в нафті понад  $1\%$  мас. і становить: при  $c=2\%$  мас. –  $(-7)^{\circ}\text{C}$ ,  $c=4\%$  мас. –  $(-8)^{\circ}\text{C}$ ,  $c=8\%$  мас. –  $(-9)^{\circ}\text{C}$ . Температура застигання нафти при концентраціях жириноксу до  $2\%$  мас. залишається постійною, відтак при більших концентраціях жириноксу поступово зменшується і становить: при  $c=4\%$  мас. –  $(-7)^{\circ}\text{C}$ ,  $c=8\%$  мас. –  $(-8)^{\circ}\text{C}$ . При концентрації ПАР у нафті  $c=2\%$  мас. абсолютне зниження температури застигання нафти  $\Delta t$  становить: депресатор "РЕНА-2210" –  $2^{\circ}\text{C}$  (33,33%), ріпокс-6 –  $1^{\circ}\text{C}$  (16,67%), жиринокс –  $0$ ; при  $c=6\%$  мас.  $\Delta t$  дорівнює: депресатор "РЕНА-2210" –  $4^{\circ}\text{C}$  (66,67%), ріпокс-6 –  $3^{\circ}\text{C}$  (50%), жиринокс –  $2^{\circ}\text{C}$  (33,33%); при  $c=10\%$  мас.  $\Delta t$  дорівнює: депресатор "РЕНА-2210" –  $6^{\circ}\text{C}$  (100%), ріпокс-6 –  $4^{\circ}\text{C}$  (66,67%), жиринокс –  $3^{\circ}\text{C}$  (50%). Таким чином вибором типу ПАР можна регулювати температуру застигання нафти.

Проба дегазованої нафти із свердловини 501 Яблунівського родовища характеризується високими значеннями динамічного коефіцієнта в'язкості, який становить: при  $20^{\circ}\text{C}$  –  $7715,9$  мПа·с,  $50^{\circ}\text{C}$  –  $787,297$  мПа·с,  $80^{\circ}\text{C}$  –  $137,797$  мПа·с. При підвищенні температури з  $20$  до  $50^{\circ}\text{C}$  динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується в  $9,8$  рази, при зміні температури з  $50$  до  $80^{\circ}\text{C}$  – у  $5,71$  рази, а при зміні температури з  $20$  до  $80^{\circ}\text{C}$  – у  $56$  разів. Таким чином, нагрівання нафти призводить до істотного зниження її в'язкості. Аналогічно впливає на динамічний коефіцієнт в'язкості додавання до нафти вуглеводневого конденсату. За результатами обробки експериментальних даних з впливу температури і додавання до нафти вуглеводневого конденсату на динамічний коефіцієнт в'язкості нафти оптимальна температура

нагрівання проби нафти із свердловини 501 Яблунівського родовища становить  $50^{\circ}\text{C}$ , а оптимальний вміст конденсату в системі "нафта-конденсат" –  $20\%$  об. або в перерахунку на чисту нафту –  $25\%$  об. Подальше збільшення температури нагрівання нафти чи вмісту в ній вуглеводневого конденсату мало впливає на динамічний коефіцієнт в'язкості нафти. При вмісті в системі "нафта-конденсат"  $20\%$  об. конденсату динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується при температурі  $20^{\circ}\text{C}$  з  $7715,9$  до  $500,519$  мПа·с (у  $15,42$  рази), при температурі  $50^{\circ}\text{C}$  – з  $787,297$  до  $93,291$  мПа·с (у  $8,44$  рази), при температурі  $80^{\circ}\text{C}$  – з  $137,797$  до  $35,89$  мПа·с (у  $3,84$  рази). З наведених даних видно, що вплив вуглеводневого конденсату на зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти найбільш суттєво проявляється в області низьких температур.

З досліджених ПАР ефективними понижувачами в'язкості нафти є депресатор "РЕНА-2210", особливо в області низьких температур, і ріпокс-6. На рисунках 2 і 3 наведено для порівняння графіки залежностей динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти із свердловини 501 Яблунівського родовища з вмістом  $20\%$  об. конденсату від температури для різного масового вмісту депресатора "РЕНА-2210" і ріпоксу-6 (рисунок 2) і від масового вмісту ПАР для різних температур (рисунок 3). В таблиці 1 наведено узагальнені дані про зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти при додаванні депресатора "РЕНА-2210", ріпоксу-6 і  $20\%$  об. вуглеводневого конденсату з розрахунку на суміш нафти з конденсатом і при спільному додаванні окремих ПАР і вуглеводневого конденсату.

Аналіз результатів експериментальних досліджень свідчить, що найбільше абсолютне зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти при додаванні ПАР і вуглеводневого

конденсату спостерігається при температурі 20°C. Із збільшенням температури абсолютна величина зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти зменшується.

Згідно з дослідними даними при додаванні 1% мас. ПАР динамічний коефіцієнт в'язкості нафти знижується при температурах 20, 50 і 80°C для депресатора "РЕНА-2210" – у 1,076; 1,123 і 1,057 рази, для ріпоксу-6 у 1,045; 1,071 і 1,08 рази. При додаванні 2% мас. ПАР зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти становить відповідно для депресатора "РЕНА-2210" – у 1,165; 1,198; 1,093 рази, для ріпоксу-6 – у 1,086; 1,082; 1,103 рази. При вмісті у нафті 4% мас. ПАР динамічний коефіцієнт в'язкості знижується для депресатора "РЕНА-2210" – у 1,238; 1,251; 1,144 рази, для ріпоксу-6 – у 1,131; 1,146; 1,137 рази. Наведені дані підтверджують висновок про дещо більшу ефективність застосування депресатора "РЕНА-2210" в області низьких температур порівняно з ріпоксом-6.

Механізм зниження в'язкості нафти при використанні ПАР зумовлений їх поверхнево-активними властивостями. Одні ПАР, адсорбуючись на поверхні НКТ і викидних ліній, змінюють змочуваність поверхні труб та утворюють на них тонку кільцеву плівку розчину ПАР. Одночасно з цим адсорбція ПАР на поверхні дисперсних частинок нафтової дисперсної системи послаблює зв'язки в асоційованих агломератах з кристалів парафіну, асфальтенів і смол та утруднює їх відновлення в подальшому. Інші ПАР володіють сольватуючими властивостями. Вони проникають в сольватну оболонку складних структурних одиниць, що утворені асфальтосмолистами речовинами, і призводять до перерозподілу компонентів в нафтовій дисперсній системі. Уведення в нафту реагентів з різними поверхнево-активними властивостями по-різному впливає на її в'язкість. Як зазначено в роботі [1], можна підібрати таку суміш ПАР різних класів, при якій за рахунок виникнення аддитивних і синергетичних ефектів, зумовлених як властивостями окремих реагентів, так і виникненням нових міжмолекулярних комплексів, можна більш суттєво знизити в'язкість нафти ніж при використанні кожного ПАР окремо. Тому необхідні подальші дослідження з пошуку нових комплексних реагентів.

Спільне додавання до нафти ПАР і конденсату призводить до більшого результуючого ефекту, ніж використання окремо ПАР чи конденсату. При вмісті в суміші "нафта-конденсат" 20% об. конденсату і 1% мас. ПАР динамічний коефіцієнт в'язкості нафти знижується при температурах 20, 50 і 80°C для депресатора "РЕНА-2210" – у 1,064; 1,077; 1,069 рази, для ріпоксу-6 – у 1,05; 1,051; 1,065 рази. При вмісті у нафті 2% мас. ПАР зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти становить для депресатора "РЕНА-2210" – у 1,104; 1,129; 1,12 рази, для ріпоксу-6 – у 1,073; 1,079; 1,089 рази. При вмісті в нафті 4% мас. ПАР динамічний коефіцієнт в'язкості знижується для депресатора "РЕНА-2210" – у 1,23; 1,292; 1,329 рази; для ріпоксу-6 – у 1,1; 1,108; 1,115 рази. Таким чи-

ном, за наявності конденсату в системі "нафта-конденсат" отримано майже таке саме зниження динамічного коефіцієнта в'язкості під впливом ПАР, як при відсутності конденсату. Наведене свідчить про позитивний вплив ПАР на зниження в'язкості нафти.

У дослідях із жириноксом встановлено, що при низьких концентраціях (до 0,25% мас.) він не впливає на в'язкість нафти. При концентрації жириноксу в нафті 1% мас. спостерігається деяке (від 0,77 до 7,7%) зниження динамічного коефіцієнта в'язкості. При подальшому збільшенні концентрації жириноксу в нафті динамічний коефіцієнт в'язкості поступово зростає і при концентраціях жириноксу понад 8% мас. змінюється незначно, але є більшим на 3,6-10,6% ніж при відсутності жириноксу. Аналогічно змінюється динамічний коефіцієнт в'язкості нафти при спільному застосуванні вуглеводневого конденсату і жириноксу. При концентрації жириноксу 1% мас. динамічний коефіцієнт в'язкості на 1-3% менший, при концентраціях жириноксу понад 8% мас. – на 3-17,22% більший, ніж при відсутності жириноксу в системі "нафта-конденсат". Тому використання жириноксу для пониження в'язкості нафти є недоцільним.

Результати лабораторних досліджень з пробою нафти із свердловини 501 Яблунівського родовища свідчать про ефективність фізико-хімічного впливу на високов'язкі нафти з метою зменшення їх в'язкості і температури застигання. Доцільним є поєднання вуглеводневого розчинника (конденсату) та ПАР і застосування в ролі ПАР депресатора "РЕНА-2210", який за ефективністю пониження в'язкості нафти не уступає іншим ПАР, наприклад, ріпоксу-6, але додатково володіє антикорозійними властивостями.

При впровадженні технології фізико-хімічного впливу на високов'язкі нафти рекомендується подавати дозуючими насосами в затрубний простір свердловин вуглеводневий конденсат в кількості близько 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 додатково вводиться депресатор "РЕНА-2210" або ріпокс-6 в кількості 1-2% мас. на суміш нафти з конденсатом. Після припинення фонтанування рекомендується переводити свердловину на газліфтний спосіб експлуатації за наявності на промислі газу високого тиску і можливості утилізації низьконапірного газу після газліфта. У протилежному разі свердловини, що припинили фонтанування, переводять на глибинно-насосний спосіб експлуатації. Ефективним для видобування високов'язких нафт є застосування гвинтових насосів. Позитивні результати від їх використання отримано на Бугруватівському родовищі НГВУ "Охтирканафтогаз", Яблунівському родовищі ГПУ "Полтавагазвидобування" та інших.

Значно складніше організувати нагрівання нафти в стовбурі свердловини до температури

50°C. Цій температурі відповідає глибина свердловини близько 1400-1500 м. Згідно з результатами лабораторних досліджень нагрівання нафти до температур понад 50°C мало впливає на в'язкість нафти. Нагрівання нафти в стовбурі свердловини можна здійснювати за допомогою електронагрівачів (геофізичного кабеля, ТЕНів). Нагрівачі можуть стаціонарно установлюватись у НКТ і постійно чи періодично підключатись до джерела струму. Можливий варіант, коли нагрівачі періодично спускаються в НКТ і прогривають верхню частину труб впродовж певного періоду часу. Періодичність і тривалість прогрівання НКТ встановлюються за результатами спеціальних досліджень на свердловинах.

Іншим варіантом прогрівання стовбура свердловини є використання теплоносіїв, наприклад, нагрітих легкої нафти чи газового конденсату із закачуванням в НКТ і витримуванням впродовж певного періоду часу. В цьому відношенні перспективним є використання колтюбінгових установок для закачування гарячих теплоносіїв в НКТ з поступовим допуском гнучких труб. Колтюбінгові установки дають змогу зменшити об'єм теплоносія, скоротити тривалість теплової обробки і здійснювати операції в працюючій свердловині без її глушіння і подальшого освоєння.

У процесі експлуатації свердловин можливі відкладання твердих вуглеводнів у привибійній зоні пласта. Для їх ліквідації, окрім використання термохімічних реакцій між окремими реагентами, які закачують з поверхні, рекомендується періодично обробляти привибійну зону пласта конденсатними розчинами депресатора "РЕНА-2210" чи ріпоксу-6, які можуть закачуватись в НКТ у нагрітому стані. Ефективність прогрівання привибійної зони пласта підвищується при використанні колтюбінгової установки.

У випадку нафти підвищеної в'язкості зі значним вмістом асфальтосмолопарафінових речовин доцільно обладнати башмак НКТ стаціонарними електронагрівачами.

### *Література*

1. Новый эффективный реагент ИНТА 12 для снижения вязкости нефти / И.А.Хайруллин, А.А.Рафиков, В.Г.Козин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №1. – С.69-71.