

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ НАФТИ БУГРУВАТИВСЬКОГО РОДОВИЩА

Я.Б.Тарко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: jart_b@ukr.net

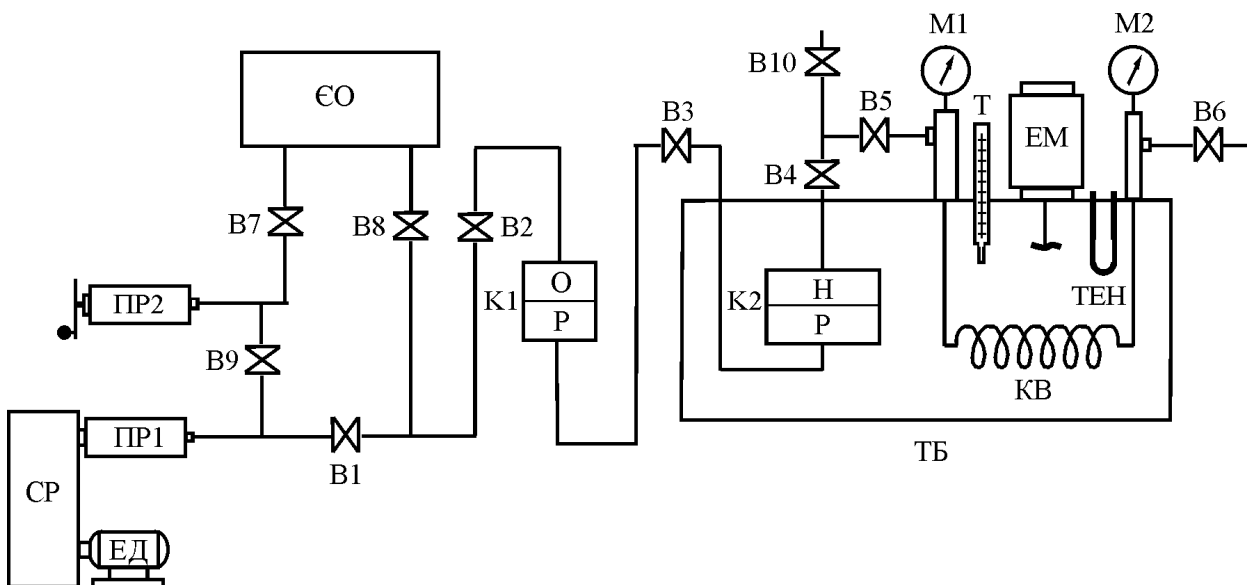
Представлены результаты экспериментальных исследований свойств высоковязкой нефти Бугруватовского месторождения при разных температурах и насыщении ее нефтяным газом и диоксидом углерода. Произведено сопоставление полученных зависимостей с данными, рассчитанными по эмпирическим формулам. Показана целесообразность комплексного термогидродинамического воздействия на призабойную зону пластов.

There has been given the results of experimental research of rheologic properties of high viscose oil of Bугruvativske Oil Field under different temperatures and different saturations with oil gas and carbon dioxide. The comparison of obtained relationship with data obtained with empirical formulas has been conducted. There has been shown the advisability of complex thermohydrodynamic effect on wellbore zone of stratum.

Реологічні характеристики нафти є одним з основних чинників, які впливають на продуктивність пластів і їх особливості, зокрема залежності від температури, тиску та газовмісту. Їх необхідно враховувати як під час проектування режимів експлуатації свердловин, так і в різноманітних методах гідродинамічної дії на пласт.

Експериментальні дослідження високов'язкої нафти горизонту В-17 Бугруватівського родовища проведені на установці АСМ-300, яка призначена для дослідження нафт шляхом контактного та диференціального розгазування і на спеціальній установці, зібраній з використанням принципів рішень установки Уран-100, розроблених у ЦНДЛ ВАТ „Укрнафта”, яка дозволяє визначати реологічні властивості пластових нафт, різних нафтогазових сумішей, що не мають вільної газової фази (рис. 1).

Спеціальна установка включає вузол робочого преса, який складається з самого преса (ПР1), електродвигуна (ЕД) та системи редукторів (СР). Прес забезпечує нагнітання оливи з ємності (ЄО) у роздільний контейнер (К1) з фіксованими витратами, а система редукторів дозволяє утримувати постійною та ступенево змінювати швидкість подавання оливи на різних режимах. Два послідовно з'єднаних сталевих безпоршневих роздільних контейнери служать для виключення контакту нафти, що досліджується, з оливою, яка поступає з робочого преса. В якості буферної рідини використовували концентрований водний розчин хлористого кальцію, який не змішується ні з оливою, ні з досліджуваною нафтою. Контейнер К2 розташований у термостаті для підтримання заданої температури проби нафти.



ЕД – електродвигун; СР – система редукторів; ПР1 – робочий прес; ПР2 – ручний прес;
ЄО – ємність для оливи; О – олива; Р – розчин CaCl_2 ; Н – нафта; К1, К2 – роздільні контейнери;
В1-В10 – запірні вентилі; ЕМ – електромішалка; ТБ – термоблок; Т – термометр;
ТЕН – нагрівач; КВ – капілярний віскозиметр; М1, М2 – манометри

Рисунок 1 — Схема установки для дослідження реологічних властивостей газонасиченої нафти

Таблиця 1 — Фізико-хімічні характеристики сепарованої нафти свердловини 94 Бугруватівського родовища

Назва показника	Значення
Густина за стандартних умов, кг/м ³	951,2
В'язкість кінематична, мм ² /с за 323 К	107,1
за 343 К	49,9
Молярна маса, г/моль	278
Масова частка коксу, %	6,45
Масова частка золи, %	0,5
Фракційний склад:	
початок кипіння, К	383
до 373 К відганяється об'ємна частка, %	-
до 393 К те саме	0,1
до 423 К - " -	0,3
до 433 К - " -	0,4
до 453 К - " -	0,8
до 473 К - " -	1,5
до 493 К - " -	3,0
до 513 К - " -	5,0
до 533 К - " -	8,0
до 553 К - " -	11,0
до 573 К - " -	15,0
до 623 °К - " -	43,0
Масова частка сірки, %	2,3
Коефіцієнт світлопоглинання	1222
Масова частка твердих парафінів, %	1,4
Температура плавлення парафіну, К	328
Масова частка силікагелевих смол, %	22,3
Масова частка асфальтенів, %	7,9

Вузол віскозиметра включає мідний капіляр, розташований всередині водяного термостата, термостатний блок (ТБ) та два взірцевих манометри (М1, М2). Термостатний блок складається з термоізоляованого від зовнішнього середовища бака, мішалки, що з'єднана з електродвигуном, електроконтактного термометра, нагрівального ТЕНу та блока автоматики.

Створення тиску в системі, заповнення робочого преса оливою та відбирання її з системи під час заповнення роздільного контейнера К2 дослідною нафтою проводили ручним пресом (ПР2). Система з'єднувальних комунікацій складається зі сталевих трубопроводів високого тиску та запірних вентилів (В1-В10) і призначена для зв'язку між вузлами установки та вибору необхідних операцій. Під час руху нафти через віскозиметр фіксуються тиски на кінцях капіляра та об'ємна витрата.

Об'єктом експериментальних досліджень була проба високов'язкої пластової нафти зі свердловини 94. На час відбирання проби пластовий і вибійний тиски в ній становили відповідно 31,3 та 25,9 МПа, пластова температура 362 К, дебіти нафти і води – відповідно 15 і 2 т/добу, газовий фактор – 25 м³/т.

Для приготування рекомбінованої проби пластову нафту дегазували і зневоднили на

центрифузі, після чого в контейнері КЖ-5 наситили газом цієї ж свердловини під тиском 10 МПа та температурою 362 К. Результати аналізу дегазованої обезводненої нафти наведено в табл. 1.

Частину рекомбінованої проби під досягнутими тиском і температурою перевели в установку АСМ-300, після чого ступенево знижували тиск. На кожному ступені тиску фіксували об'єм, який займає нафта і за характерним зломом кривої на графіку цієї залежності визначали тиск насичення, за якого з нафти починає виділятися газ.

Для визначення газовмісту пластової нафти з установки випускали фіксований об'єм нафти в сепаратор та вимірювали об'єм газу, що виділився, і вагу дегазованої нафти. За густиною дегазованої нафти визначали її об'єм за стандартних умов, а густину пластової нафти визначали як відношення маси сепарованої нафти і газу, що виділився, до об'єму, який нафта займала в установці. Об'ємний коефіцієнт нафти знаходили як відношення об'єму газонасиченої нафти, який вона займала в установці до об'єму сепарованої нафти за стандартних умов. Результати контактного розгазування нафти за різних тисків насичення наведено в табл. 2,

Таблиця 2 — Результати контактного розгазування рекомбінованої проби пластової нафти

Тиск насичення, МПа	Температура, К	Газовміст		Коефіцієнт розчинності, м ³ /(м ³ ·МПа)	Об'ємний коефіцієнт	Густина нафти, кг/м ³
		м ³ /м ³	м ³ /т			
10,1	362	31,1	32,7	3,08	1,089	895
7,3	-"-	23,4	24,6	3,205	1,080	898
4,75	-"-	18,3	19,2	3,85	1,071	902
2,1	-"-	9,9	10,4	4,71	1,060	905
0,0	-"-	0	0	-	1,047	908

Таблиця 3 — Компонентний склад газу, розчиненого в нафті

Тиск насичення, МПа	2,1	4,75	7,3	10,1
Склад газу, об'ємна частка, %				
CH ₄	80,95	83,76	85,78	88,32
C ₂ H ₆	7,89	6,92	6,70	6,63
C ₃ H ₈	3,32	3,21	2,51	1,90
ізо-C ₄ H ₁₀	0,70	0,46	0,33	0,19
н-C ₄ H ₁₀	2,15	1,40	0,88	0,31
ізо-C ₅ H ₁₂	0,73	0,47	0,28	0,09
н-C ₅ H ₁₂	0,55	0,27	0,16	0,06
C ₆ H ₁₄	0,31	0,13	0,08	0,03
CO ₂	0,73	0,64	0,82	1,10
N ₂	2,67	2,74	2,46	1,37
Густина газу за стандартних умов, кг/м ³	0,8698	0,8252	0,7954	0,7638
Відносна густина газу	0,7219	0,6848	0,6600	0,6339

а компонентний склад відібраного газу – в табл. 3.

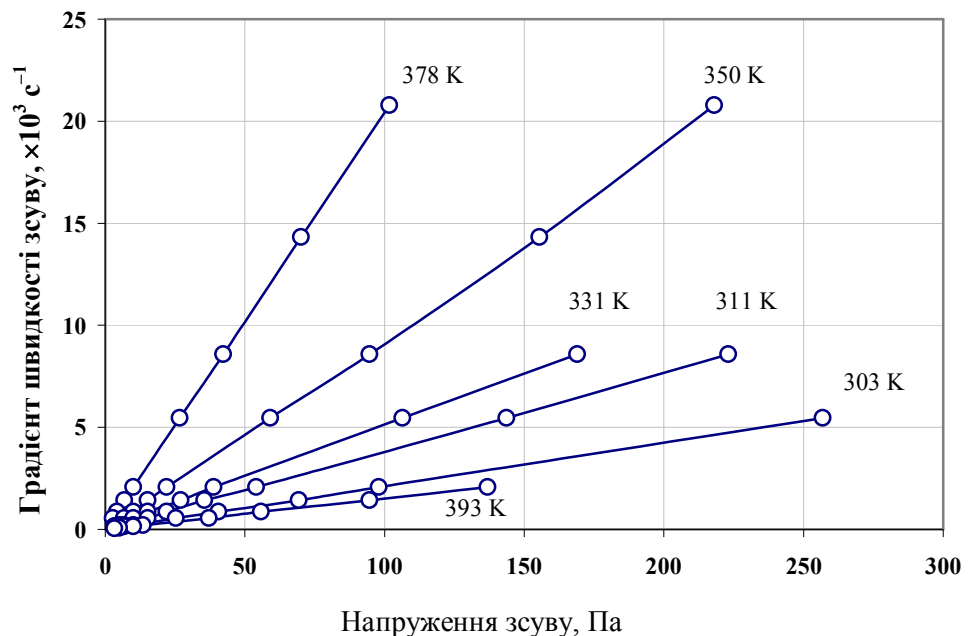
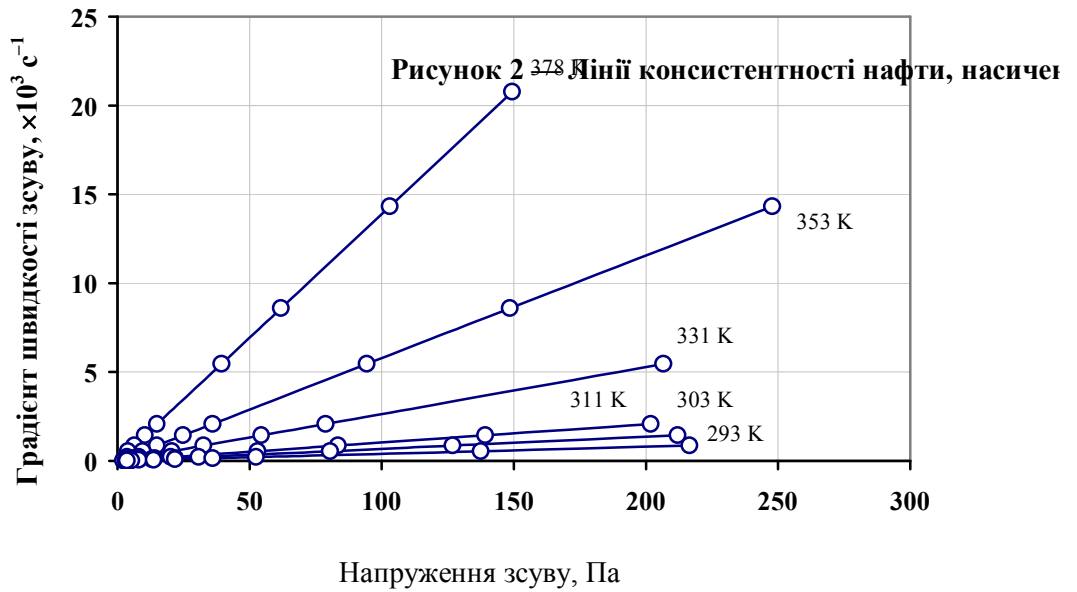
Другу частину рекомбінованої проби нафти перевели з контейнера КЖ-5 в спеціальну установку, в якій визначали реологічні параметри газонасиченої нафти за різних температур. Використовуючи метод Пузейля, за даними досліджень визначали градієнт швидкості зсуву, напруження зсуву та динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти [4]. На рис. 2 зображено лінії консистентності насиченої попутним газом нафти і, як бачимо, за температур від 293 до 378 К вони є прямолінійними, що свідчить про відсутність у межах досліджених градієнтів швидкості зсуву під час руху нафти у капілярі неньютонівських властивостей, тому можна зробити висновок, що просторових структур у нафті або немає, або вони повністю зруйновані за цих величин напружень зсуву.

У даний час відомі декілька методик розрахунку в'язкості газонасиченої нафти за заданих тисків та температур. Оскільки в них використовуються емпіричні параметри, одержані шляхом узагальнення експериментальних даних для багатьох нафт, представляє інтерес зіставлення отриманих експериментальних результатів з розрахованими даними за цими методиками.

Розрахунки проводилися з використанням формул Дунюшкіна, Ляпкова та Ч'ю і Коннелі за двома алгоритмами [2, 3], причому використовувалися експериментальні значення газовмісту за різних тисків насичення рекомбінованої проби нафти та пластової температури. Взявши густину дегазованої нафти за стандартних умов, розраховували коефіцієнт температурного розширення і приймали одержане значення для подальших розрахунків для інших термобаричних умов, при цьому різниця у визначенні газовмісту незначна, наприклад, за густин нафти 700 і 960 кг/м³ вона складає близько 0,25%.

Через різний склад вуглеводнів між розрахунковими та експериментальними даними завжди є відмінності і для високов'язких нафт вони можуть досягати 60% [2]. Аналіз показав, що за алгоритмом [3] густину газонасиченої нафти та об'ємний коефіцієнт за пластової температури та різного газовмісту можна визначити з похибкою менше 0,5%, однак визначення в'язкості тільки в діапазоні температур 293-303 К дає відхилення від експериментальних даних 32%, а вже за 311 К воно збільшується до 65% з подальшим його зростанням зі збільшенням температури.

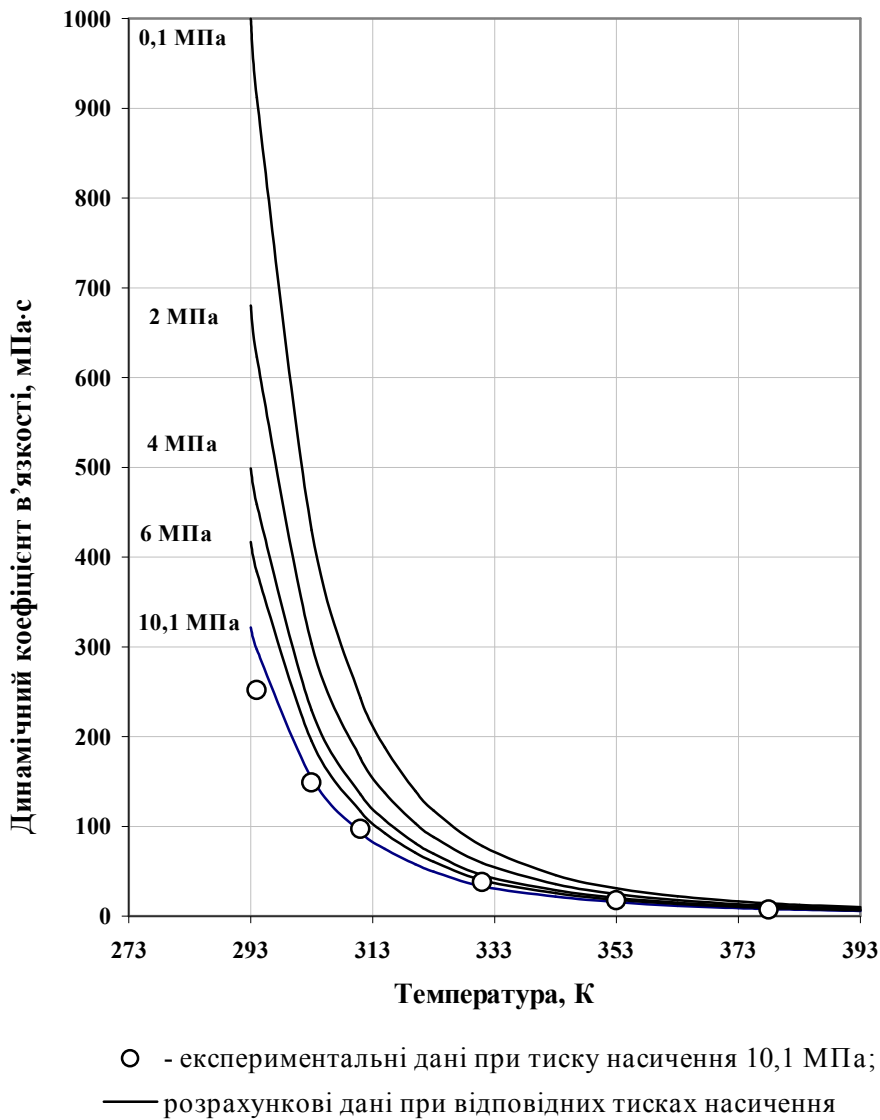
Розрахунки за алгоритмом [2] за формулами (2.114, 2.116, 2.127-2.131) дали такі ре-



зультати: використання формули (2.128) на всьому діапазоні температур 393-362 К дає відхилення від експериментальних даних у середньому 52,4%, формули (2.130) – 25,5% і формули (2.129) – 8,6%. Необхідно відзначити, що точність розрахунків можливо погіршилась через те, що густина досліджуваної нафти дещо перевищує верхню межу границь застосування розглянутих емпіричних формул. Одержані результати розрахунків з використанням апроксимаційних формул зображено на рис. 4 і, як бачимо, цей алгоритм для даного типу нафт є найбільш оптимальним і його можна використовувати для кількісної оцінки з достатньо ви-

соким ступенем точності. Оскільки пластовий тиск перевищує тиск насичення нафти газом, то використали залежність Біла і визначили динамічний коефіцієнт в'язкості нафти в пластових умовах, який склав 4,83 мПа·с.

У результаті проведення ряду реагентних оброблень пласта [1, 5] серед продуктів реагування присутній вуглекислий газ, тому в другій серії експериментів вивчався вплив діоксиду вуглецю, розчиненого у високов'язкій нафті, на її реологічні властивості. Для цього контейнер КЖ-5 на 2/3 заповнили дегазованою нафтою і підігріли до пластової температури. Інший контейнер наповнили вуглекислим газом за цієї ж



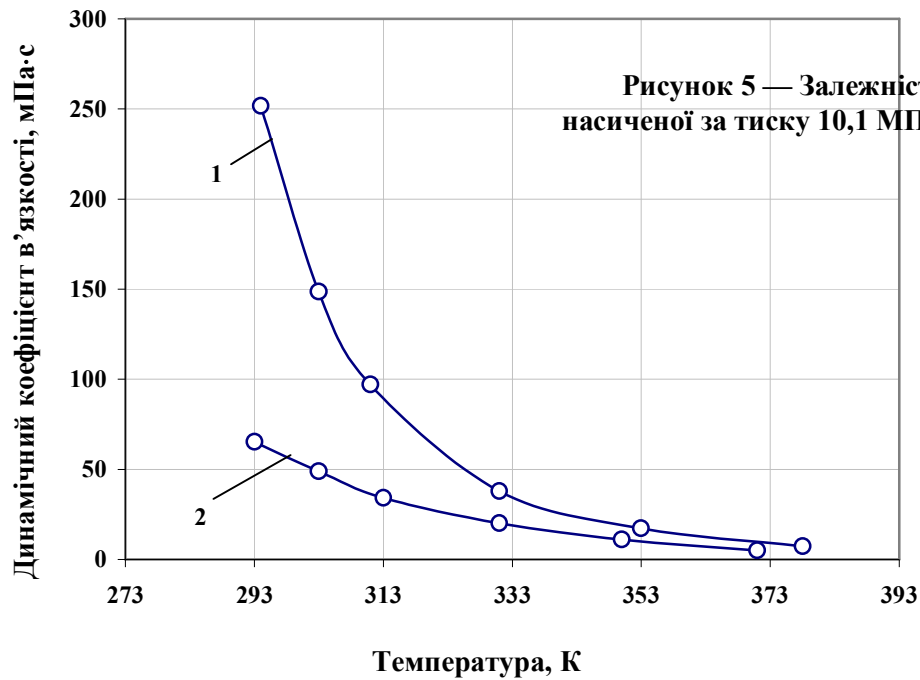
температури і підтиснули до 10 МПа. У подальшому CO₂ за тих же параметрів перепустили в контейнер з нафтою, яку постійно і старанно перемішували. Після стабілізації тиску на рівні 10 МПа контейнер з CO₂ від'єднали і вилучили вільний газ з контейнера з газонасиченою нафтою.

Газовміст нафти у контейнері становив 52,3 м³/м³ за тиску насичення 10 МПа і температури 362 К. Частину газонасиченої нафти з контейнера перевели в спеціальну установку, де визначали її реологічні параметри за різних температур.

Проведені дослідження показали, що за вказаних тиску та температури у високо'язкій нафті Бугруватівського родовища вуглекислого газу розчиняється в 1,68 рази більше, ніж нафтового газу. З порівняння ліній консистенції для нафти, насиченої попутним газом та вуглекислим газом, бачимо, що в останньому випад-

ку на всьому температурному діапазоні за однакових напружень зсуву значення градієнта швидкості значно більші (рис. 2 і 3). Залежності в'язкості досліджуваної нафти від температури зображено на рис. 5: крива 1 характеризує цю залежність для нафти, насиченої під тиском 10 МПа та за температури 362 К попутним газом, а крива 2 – для нафти, насиченої вуглекислим газом.

Одержані результати підтверджують загальну закономірність впливу температури на в'язкість нафти, причому, насичення діоксидом вуглецю значно більше знижує в'язкість нафти порівняно з попутним газом. Завдяки більшій розчинності вуглекислого газу в нафті зростає її об'єм, що збільшує нафтонасиченість та фазову проникність для нафти. Проведені дослідження дозволяють рекомендувати ширше використання аналітичних методів визначення реологічних характеристик нафт з проведенням



експериментальних досліджень на початковому етапі вивчення покладів і періодичним повторенням їх у процесі розробки. Значне зменшення в'язкості та напруження зсуву нафти під час її нагрівання свідчить про високу перспективність комплексування теплових оброблень пласта з методами гідроімпульсного впливу і збільшення їх ефективності за рахунок зростання швидкості винесення продуктів кольтатації та зменшення необхідної величини депресії тиску на пласт.

Бантуш (СССР). – № 4328674/23; Заявл. 17.11.87; Зарег. 8.08.89, ДСП. – 4 с.

Література

1. Балакиров Ю.А., Маряк С.Г. Повышение производительности нефтяных пластов и скважин. – К.: Техника, 1985. – 118 с.
2. Бойко В.С. Проективання експлуатації нафтових свердловин. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – Ч.1. – 215 с.
3. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учеб. пособие для ВУЗов / И.Т.Мищенко, В.А.Сахаров, В.Г.Грон и Г.И.Богомольный. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
4. СТП 320.00135390.028-2000 Стандарт підприємства ВАТ „Укрнафта” „Типові дослідження пластової нафти. Обсяг досліджень та форма подання результатів”. Затв. наказом № 79 від 30.06.00 р., введений в дію з 01.07.00 р. / Авт. В.Боришко, Є.Малицький, Н.Мельницька. – Івано-Франківськ: ЦНДІ ВАТ „Укрнафта”, 2000. – 65 с.
5. Способ термокислотной обработки пласта: А.с. 1527993 СССР, МКИ У 21 В 43/27 / Я.Б. Тарко, Г.А. Лесовой, Р.В. Грибовский, В.В.