

622.276.63  
Т 19

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**Тарко Ярослав Богданович**

УДК 622.276.6:622.245.5

**ТЕХНОЛОГІЇ ТА ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ  
ІНТЕНСИФІКАЦІЇ НАФТОГАЗОВИДОБУТКУ НА ОСНОВІ  
ТЕРМОГІДРОДИНАМІЧНИХ МЕТОДІВ ВПЛИВУ  
НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТІВ**

05.15.06 - Розробка нафтових та газових родовищ

**АВТОРЕФЕРАТ**

дисертації на здобуття наукового ступеня  
доктора технічних наук



622.276.63 + 622.245.54 (043)

T 19

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України

Науковий консультант: доктор технічних наук, професор **Бойко Василь Степанович**, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, професор кафедри розробки і експлуатації нафтових та газових родовищ

Офіційні опоненти: доктор технічних наук **Єгер Дмитро Олександрович**, ДП „Науканафтогаз” НАК „Нафтогаз України”, генеральний директор, м. Київ

доктор технічних наук, професор **Світлицький Віктор Михайлович**, ДК „Укргазвидобування”, начальник технічного управління, м. Київ

доктор технічних наук, професор **Зезекало Іван Гаврилович**, Полтавське відділення Українського державного геологічного розвідувального інституту, головний спеціалізований співробітник, м. Полтава



Провідний спеціалізований науково-дослідний інститут нафти і газу (ІНПГ), м. Харків

Захист вченої дисертації спеціалізованої вченої ради технічного університету нафти і газу, вул. Карпа

3 дисертації, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, вул. Карпа 76019.

Автор

Вчений секретар спеціалізованої вченої ради, кандидат технічних наук, доцент

I. M. Kovbasjuk

## ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

**Актуальність теми.** Забезпечення народного господарства України нафтою та газом є питанням державної безпеки і становить першочергову задачу як на поточний момент, так і в стратегічному аспекті. Практика розробки нафтогазових родовищ в Україні і за кордоном засвідчує, що за зональної та шарової неоднорідності колекторів, підвищеної в'язкості нафти і прояву інших чинників 35-60% початкових запасів нафти залишаються невилученими. Водночас дослідження показують, що на більшості родовищ тільки близько 20% свердловин мають фактичний дебіт, відповідний непошкодженим пластам, а в решті – у 2-30 раз нижчий.

Однією з причин зниження продуктивності і дебіту є кольтатація привибійної зони під час розкриття пластів та експлуатації свердловин дисперсними частинками бурових і цементних розчинів та інших рідин, продуктами корозії обладнання, осадами, що утворюються при взаємодії пластових вод і запомпованих розчинів, а також полярними компонентами нафти – смолами та асфальтенами, які адсорбуються на поверхні фільтраційних каналів. Охолодження пласта буровим розчином, рідинами глушіння і т.п., дроселювання вільного нафтового газу призводять до кристалізації з нафти високомолекулярних парафінових вуглеводнів. Наслідком проникнення в пласт фільтрату технологічних рідин є зниження фазових проникностей для нафти та газу, утворення стійких високов'язких воднафтових емульсій. У комплексі ці фактори спричиняють значний гідродинамічний опір рухові нафти, що призводить не тільки до втрати значної частини пластової енергії і зменшення дебітів свердловин, але й до зниження ефективності розробки покладів в цілому.

Складний характер кольтатації порід свідчить про те, що вирішення проблеми підвищення дебітів свердловин та досягнення необхідних темпів видобування неможливе без застосування широкого комплексу фізико-хімічних методів впливу на привибійну зону пластів.

Враховуючи те, що фактичні показники видобування вуглеводнів та ефективність роботи свердловин не можуть бути визнані задовільними, проблема розробки нових високоєфективних методів інтенсифікації процесу нафтогазовидобування є актуальною і важливою задачею.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Теоретичні та експериментальні дослідження, результати яких подано в дисертаційній роботі, розробки технологічних процесів та технічних засобів і їх впровадження в нафтогазовидобувних підприємствах України виконано у відповідності з основними положеннями національної програми „Нафта і газ України до 2010 р.” і становлять складову частину наукового напрямку кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ). Основні результати роботи виконано за тематичними планами і замовленнями ВАТ „Укрнафта” за №№ ДР тем 0197U014970, 0396U03338).

Розроблені методи застосовуються на виробництві згідно з галузевими планами впровадження нової техніки та за ліцензійними договорами на передачу прав використання патентозахищених технологій. Результати роботи також входять у навчальні програми ряду дисциплін для студентів ІФНТУНГ.

**Мета і задачі дослідження.** Метою досліджень є розробка технологій і технічних засобів відновлення та збільшення продуктивності свердловин шляхом очищення привибійної зони від продуктів кольматації, оснований на проведенні депресійно-репресійного та термохімічного діянь.

*Задачі дослідження:*

- узагальнення та систематизація основних причин зниження проникності привибійної зони і розробка на цій основі математичної моделі процесу кольматації під час первинного розкриття пласта;

- теоретичні дослідження гідродинамічних процесів, які протікають під час реалізації технологій діяння на привибійну зону шляхом створення високих миттєвих депресій та репресій тиску;

- розробка технологій та технічних засобів підвищення продуктивності свердловин, оснований на депресійно-репресійній дії на привибійну зону пласта;

- пошук нових реагентів та розробка на їх базі технологій термохімічного діяння на привибійну зону пласта, в тому числі в поєднанні з гідроімпульсними методами;

- впровадження розроблених технологій та технічних засобів у свердловинах на нафтогазових родовищах України.

*Об'єкт дослідження* – нафтогазові пласти і свердловини та процеси, які в них відбуваються під час видобування вуглеводнів.

*Предмет дослідження* – гідродинамічні та термохімічні процеси впливу на привибійну зону пласта та технології інтенсифікації нафтогазовидобування.

*Методи досліджень.* Вирішення поставлених задач та досягнення мети здійснено на основі аналізу та узагальнення вітчизняних і світових досягнень теорії та практики методів гідродинамічної і термохімічної дії на привибійну зону пласта, теоретичних та експериментальних досліджень процесів, які відбуваються при цьому в пласті та свердловині.

**Наукова новизна одержаних результатів:**

- розроблено нову математичну модель процесу кольматації привибійної зони під час первинного розкриття пластів з урахуванням експериментальних залежностей зміни розмірів та фільтраційних характеристик її ділянок у часі;

- дістало подальший розвиток математичне моделювання гідродинамічних процесів, які протікають у привибійній зоні пласта та свердловині під час депресійно-репресійної дії;

- вперше запропоновано і теоретично та експериментально обґрунтовано застосування в термохімічних та термокислотних технологіях реакції магнецію з азотною кислотою, в т.ч. з використанням синтезованих кислотних розчинів;

– вперше запропоновано та обґрунтовано застосування в термохімічних технологіях реакції між аміаком і гіпохлоритом натрію та наступної взаємодії продукту цієї реакції – гідазину – з перекисом водню, а також реакцій хлориду, нітриту або сульфату гідазину чи гідроксиламіну з нітридами натрію або калію;

– розроблено нові принципи організації керованих неоднорідних дисперсних систем для інтенсифікації дебітів свердловин;

– удосконалено математичну модель неусталеного процесу витіснення рідини у свердловині стисненим газом, а також з одночасною або періодичною подачею води чи пінної системи з ув'язкою з роботою пласта.

### **Практичне значення одержаних результатів:**

– результати виконаних досліджень створили основу нових гідродинамічних та термохімічних методів діяння на привибійну зону пластів для відновлення та збільшення їх продуктивності;

– розроблено нові технології та технічні засоби підвищення продуктивності свердловин шляхом гідроімпульсної депресійно-репресійної дії на привибійну зону пласта (ПУ 16034, 47953А; а.с. 1238446, 1510437, 1446983, 1605621, 1462878);

– розроблено технології термохімічного діяння на привибійну зону пласта з використанням нової реагентної бази: магнію та азотної кислоти (а.с. 1527993), аміаку, гіпохлориту натрію та перекису водню (а.с. 1501604), хлориду, нітриту або сульфату гідазину чи гідроксиламіну та нітриту натрію або калію (а.с. 1816854);

– розроблено технологію запомповування дисперсних реагентів, яка враховує особливості стисненого руху дрібнодисперсних суспензій в трубах та забезпечує їх одночасне введення в зону реагування (а.с. 1337514);

– розроблено технологію термохімічного та термокислотного оброблення і вибійний реактор, які виключають втрату активності реагентів під час транспортування та знаходження на вибої (а.с. 1459302);

– розроблено і затверджено ВАТ „Укрнафта” керівний документ КД 39-00/35390-058-95; нові технології та технічні засоби впроваджені в 59 нафто-видобувних та 5 водонагнітальних свердловинах ВАТ „Укрнафта”, в результаті чого, згідно із затвердженими актами та розрахунками за галузевою методикою, додатково видобуто 85,6 тис. т. нафти та 12,5 млн. м<sup>3</sup> газу і запомповано в пласти 63 тис. м<sup>3</sup> води.

**Особистий внесок здобувача.** Автором особисто розроблено нові напрямки в області інтенсифікації та регулювання процесів нафтогазовидобування і створено низькочастотні гідроімпульсні технології та термохімічні методи діяння на привибійну зону пластів з використанням нової реагентної бази. Розроблено математичні моделі гідродинамічних процесів, що відбуваються у свердловині та привибійній зоні пласта під час реалізації нових технологій, які підтверджені експериментальними та промисловими роботами. Здобувач брав безпосередню участь у впровадженні розроблених технологій практично в усіх нафтогазовидобувних підприємствах ВАТ „Укрнафта” і удосконалив методику визначення технологічної ефективності робіт з впливу на привибійну зону пласта.

Роботи [1, 2, 4-6, 9-13, 18-21, 28, 34, 38, 39] виконано без співавторства.

В опублікованих у співавторстві роботах особистий внесок автора: розробка математичних моделей прогресу кольматації привибійної зони під час перманентного розкриття пласта [17, 25] і витіснення рідини аерованими системами та водогазовими подушками [16]; теоретичні дослідження з оцінки зміни тиску в свердловині та пласті під час здійснення гідроімпульсних технологій [3, 23] і тривалості циклів гідродинамічних імпульсів з використанням теорії гармонічних коливань [15, 24]; проведення експериментальних досліджень синтезованих кислот [14]; розробка нових технологічних рішень [35-37] та технічних засобів [29-33, 40], які захищені авторськими свідоцтвами і патентами; проведення аналізу промислового впровадження розроблених методів інтенсифікації дебіту нафти і газу, визначення ефективності цих робіт [22, 26, 27].

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на науково-практичній конференції „Проблеми і перспективи науково-технічного прогресу АТ „Укрнафта” в умовах ринку” (Івано-Франківськ, 27-29.09.1995 р.); на науково-технічних семінарах та конференціях професорсько-викладацького складу ІФНТУНГ (м.Івано-Франківськ, 1997-2005 рр.); на 6-ій Міжнародній науково-практичній конференції „Нафта і газ України-2000” (м. Івано-Франківськ, 2000 р.); на розширеній нараді ВАТ „Укрнафта” – „Стан робіт над фондом свердловин: ремонт свердловин, виконання завдань по забезпеченню стабілізації видобутку нафти і газу в нафтогазовидобувних управліннях ВАТ „Укрнафта” (28-31 травня 2001 року, м. Охтирка); на 8-ій Міжнародній науково-практичній конференції „Нафта і газ України-2004” (29.09-1.10.2004 р., м. Судак, АР Крим); на II Всероссийской научно-практической конференции „Разработка, производство и применение химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности (25-26 ноября 2004 г., г. Москва).

**Публікації.** Основні положення дисертації викладено в 40 наукових працях, в тому числі у 20 статтях, одному керівному документі та 12 авторських свідоцтвах і патентах.

**Структура та обсяг роботи.** Дисертація складається з вступу, п'яти розділів, висновків, переліку використаних джерел інформації та додатку.

Зміст роботи викладено на 406 сторінках, вона містить 20 таблиць на 16 сторінках, 95 рисунків на 61 сторінці, перелік джерел інформації з 442 найменувань на 41 сторінці, додаток на 6 сторінках.

Автор висловлює щирю подяку за допомогу під час виконання окремих розділів роботи науковому консультанту д.т.н., професору, академіку УНГА, Заслуженому діячу науки і техніки України В.С. Бойку, а також працівникам кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ та ВАТ „Укрнафта”, які надавали підтримку та корисні поради при проведенні досліджень та впровадженні розробок дисертаційної роботи.

## ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовано актуальність теми дисертації і дано її загальну характеристику.

У першому розділі дисертації подано результати аналізу стану видобутку нафти в Україні, проаналізовано та систематизовано основні причини зниження продуктивності свердловин, описано математичну модель процесу кольматації привибійної зони під час первинного розкриття пласта, узагальнено та класифіковано основні методи інтенсифікації нафтогазовидобування.

Аналіз експлуатації нафтовидобувних свердловин ВАТ „Укрнафта”, яке видобуває біля 94% всієї української нафти, показав, що 62% діючих свердловин працюють з дебітом нафти до 1 т/добу. З них понад 44% працюють з обводненістю більше 90%, разом з тим 20% мають обводненість 30% і менше, а 14% – практично безводні. Саме ці малообводнені свердловини підлягають у першу чергу впровадженню методів інтенсифікації припливу нафти і газу, хоча таких робіт погребують і свердловини з більшим дебітом та високою обводненістю, причому в останніх це можливо після проведення ізоляційних робіт.

На основі аналізу результатів досліджень українських вчених В.С. Бойка, Ю.А. Балакірова, Р.Ф. Гімера, В.М. Дорошенка, Д.О. Єгера, Ю.О. Зарубіна, Р.М. Кондрата, Я.С. Коцкулича, М.А. Мислюка, Б.І. Навроцького, В.М. Світлицького, І.М. Фика, Р.С. Яремійчука, В.Г. Ясова та закордонних – А.В. Аміяна, О.К. Ангелопуло, М.О. Ашрафьяна, А.И. Булатова, Ю.П. Желтова, У.Д. Мамаджанова, А.Х. Мирзаджанзаде, В.А. Сидоровского, Н.М. Свихнушина, Е.М. Соловьева, Л.И. Орлова, Б.Д. Панова, К.Ф. Пауса, А.М. Ясашина, Н.С.Н. Darley, С.К. Fergusson, G.R. Grau, R.F. Krueger, W.F. Rogers та ін. узагальнено і систематизовано основні причини зниження продуктивності свердловин.

Пластичні деформації в зоні розвантаження, які виникають зі зниженням тиску на вибої, помітно ущільнюють породу лише за всестороннього стиснення більше 50 МПа і в пластах з високим вмістом глинистого цементу, що призводить до зменшення пористості на 3-4%. Проникність колекторів більше залежить від ефективного напруження і її зниження становить 5-28%. Проте за короткотермінових навантажень після їх зняття породи відновлюють свої емнісні та фільтраційні властивості.

У значно більшій мірі на продуктивність свердловин впливає кольматація пластів буровим і цементним розчинами. Дослідження багатьох авторів показали, що під час розкриття пластів на них діють значні статичні та динамічні репресії тиску, які нерідко перевищують допустимі величини в 5-10 раз і сягають 15-35 і навіть 60 МПа, причому протягом однієї спуско-піднімальної операції гідродинамічні імпульси можуть повторюватися до 200 раз. У ряді свердловин ВО „Комінефть” продуктивність в результаті розкриття пластів погіршується в 27 разів, на родовищі Самотлор – в 23 рази, на родовищах Білорусії – в 18 разів (Н.А. Карташов, П.М. Усачев, И.Н. Гайворонский та ін.).

Оскільки проаналізовані дослідження, в основному, мали експериментальний характер, автором розроблено математичну модель процесу кольтатації пласта під час первинного розкриття. Привибійну зону пласта розглядали як чотири радіальні зони: а) глинистої кірки; б) внутрішньопорової кольтатації; в) витіснення нафти фільтратом розчину; г) неусталеної фільтрації нафти. Вважаючи, що репресія тиску та витрата рідини є функціями часу і ув'язуючи витрату рідини з положенням межі витіснення та використовуючи метод послідовної зміни стаціонарних станів (ПЗСС), прийшли до постійної витрати на певний момент часу в різних зонах. Всі зони, окрім геометричних розмірів як функцій часу, охарактеризували змінними в часі проникностями. Витрату рідини для кожної зони визначали за законом Дарсі, а фільтраційно-емісійні характеристики перших трьох зон подавали за відомими експериментальними даними (О.К. Ангелопуло та ін.), після чого визначали витрату тиску в цих зонах. У зоні витіснення проникність, яка зменшується через набухання глинистих компонентів, представлена експоненціальною функцією, крім цього, використано функцію Баклея-Леверетта з відносними проникностями для фільтрату і нафти (за Ю.П. Желтовим). Втрату тиску в нафтовій зоні записали за законом Дарсі з використанням формули Е.Б. Чекалюка для змінного в часі радіусу гідродинамічного збурення. Сума втрат тисків у вказаних зонах становить загальний перепад тиску, який створюється в зоні кольтатації та пласті і який є мінімально необхідним для освоєння свердловин

$$\Delta p(t) = \frac{Q}{2\pi h} \left[ \begin{aligned} & \frac{\mu_{\phi}}{k_r(t)} \ln \frac{r_c}{r_c - h_r [1 - \exp(-a_1 t)]} + \frac{\mu_{\phi}}{k_{\kappa}(t)} \ln \frac{r_c + h_{\kappa}}{r_c} + \\ & + \frac{\mu}{k \exp(-a_4 t)} \left( \mu_0 \frac{f(\bar{s})}{k'_{\phi}(\bar{s})} + \frac{1 - f(\bar{s})}{k'_n(\bar{s})} \right) \ln \frac{R_b(t)}{r_{\kappa}} + \frac{\mu}{k} \ln \frac{R(t)}{r_c} \end{aligned} \right], \quad (1)$$

де  $Q$  – витрата фільтрату;  $h$ ,  $h_r$ ,  $h_{\kappa}$ , – відповідно, товщина пласта, стабільна товщина кірки та глибина зони глинизації пласта;  $k$  – початкова проникність пласта;  $k_r(t)$ ,  $k_{\kappa}(t)$  – проникності глинистої кірки та зони внутрішньопорової кольтатації як функції часу,  $k_r(t) = a_2 k_r / t$ ,  $k_{\kappa}(t) = k \exp(-a_3 t)$ ;  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$ ,  $a_4$  – емпіричні коефіцієнти,  $k_r$  – проникність глинистої кірки за лабораторними даними на момент часу  $t_0$ ;  $k'_{\phi}(s)$ ,  $k'_n(s)$  – відносні проникності пористого середовища для фільтрату і нафти,  $f(s)$  – функція Баклея-Леверетта в залежності від насиченості  $s$  (водонасиченість);  $\bar{s}$  – відповідає точці пласта, що лежить між верхньою і нижньою границями інтегрування;  $\mu$ ,  $\mu_{\phi}$  – динамічні коефіцієнти в'язкості флюїду та фільтрату;  $\mu_0 = \mu_{\phi} / \mu$ ;  $R_b(t)$  – радіус зони витіснення;  $r_c$  – радіус свердловини по долоту.



Розрахунки за отриманими формулами показали, що домінуючим чинником у створенні фільтраційного опору є глиниста кірка. За умови надходження фільтрату в пласт протягом декількох діб фільтраційний ефект зон внутрішньопорової кольматації та зони проникнення спричиняє перепад тиску в десятки МПа. Ця модель може бути використана для оцінки кольматації привибійної зони і для проектування методів очищення пластів, які ґрунтуються на створенні депресії тиску.

Подальші процеси, які відбуваються впродовж будівництва свердловин, в основному, погіршують фільтраційні властивості пластів. У результаті перфорації порода навколо перфораційних каналів ущільнюється, а їх поверхня закупорюється плівкою розплавленого металу, що призводить до погіршення проникності на 70% і більше (М.М. Monacher, Ch.U. Morris, D.D. Hill та ін.) і зниження продуктивності пластів внаслідок кольматації під час буріння і перфорації майже однакові (П.М. Усачов та ін.).

У процесі експлуатації свердловин більшість чинників, що призводять до зниження проникності порід мають ту ж природу, що і при розкритті пластів, інша їх частина характерна тільки для експлуатації – нагнітання технологічних рідин під час ремонту, охолодження при заводненні та дроселюванні вільного газу, кристалізація парафінів та адсорбція асфальто-смолистих речовин, руйнування породи під дією високих депресій тиску, невдалі оброблення пластів і т.п.

Всі чинники, що призводять до зниження проникності привибійної зони пласта проявляються в кінцевому вигляді у збільшенні фільтраційного опору. Проведені розрахунки за методикою, викладеною вище, показують, що для освоєння у багатьох свердловинах необхідно створювати депресії тиску величиною до 20-30 МПа.

Теорія та практика методів інтенсифікації продуктивності свердловин, які ґрунтуються на гідродинамічній дії, розроблялися різними авторами і науковими колективами. Значний вклад внесли українські вчені Ф.С. Абдулін, О.О. Акульшин, А.М.-Г. Абдулзаде, Ю.А. Балакіров, В.С. Бойко, Ю.І. Войтенко, С.В. Гошовський, В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, І.Г. Зезекало, Ю.Д. Качмар, Р.М. Кондрат, І.М. Купер, А.В. Кучернюк, В.П. Нагорний, А.В. Михалюк, М.А. Мислюк, В.М. Світлицький, З.Д. Хоминець, Е.Б. Чекалюк, Р.С. Яремійчук, В.Г. Ясов, К.Г. Щербина та закордонні – В.А. Амиан, В.А. Афанасьєв, К.В. Гаврилкевич, С.М. Гадиев, В.Ф. Калинин, А.Х. Мирзаджанзаде, В.И. Овчинников, А.А. Попов, В.А. Сидоровский, Е.М. Симкин, Г.А. Чазов, E.F. Brieger, G.E. Stovall, J.F. Regalbuto, R.S. Riggs, M.M. Monacher, Ch.U. Morris, D.D. Hill, C.R. Branner, G.E. King, A. Anderson, M.D. Bingham та ін.

Виконаний аналіз сучасного стану розробки та застосування методів дії на привибійну зону з метою відновлення та збільшення її проникності дав змогу обґрунтувати вибраний напрям досліджень – розробка технологічних процесів та технічних засобів гідродинамічного та термохімічного впливу на привибійну зону пластів.

У другому розділі подано результати теоретичних досліджень гідродинамічних процесів, які протікають у свердловині та привибійній зоні пласта під час здійснення гідроімпульсного впливу.

Розглядаючи привибійну зону як ділянку зонально-неоднорідного пласта, де відбуваються найбільші зміни властивостей породи та флюїду, показано, що ефективність декольматації залежить у першу чергу від ступеня та глибини відновлення чи збільшення проникності пласта в зоні кольматації. Як видно з рис. 1, за наявності зони кольматації глибиною, наприклад, 5 м. збільшення проникності пласта в радіусі 0,3 м у 20 разів призведе до збільшення дебіту ( $q$ ) лише до 26% від дебіту незабрудненого пласта ( $q_0$ ), в радіусі 1 м – 39%, причому подальше збільшення проникності навіть у 50 разів практично не впливає на зміну дебіту.

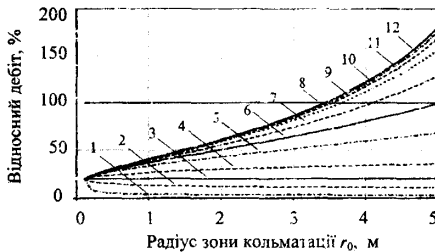


Рис. 1. Зміна відносного дебіту свердловини ( $q/q_0$ ) в залежності від радіусу та ступеня відновлення  $\varphi$  проникності в зоні кольматації ( $\varphi = k_{\text{зк}}/k$ ):

- 1 – 0,01; 2 – 0,05; 3 – 0,1 ( $r_0=5$  м – const); 4 – 0,2; 5 – 0,5; 6 – 1;  
7 – 2; 8 – 1 ( $r_0=5$  м – const); 9 – 5; 10 – 10; 11 – 20; 12 – 50

Ці результати свідчать, що методи дії на привибійну зону повинні забезпечувати збільшення проникності пласта на значних відстанях від свердловини. Стосовно методів гідродинамічної дії, це означає необхідність створення низькочастотних імпульсів з великими періодом коливань та довжиною хвиль.

Одним з важливих питань під час проектування гідроімпульсних технологій є визначення розподілу тиску в привибійній зоні пласта. У процесі дії депресій тиску пластова рідина заповнює, залежно від типу технічних пристроїв, трубний або затрубний простори і інтенсивний відбір пластової рідини продовжується за постійного або змінного вибійних тисків.

Використовуючи метод ПЗСС, розроблено математичну модель відновлення тиску у свердловині та його розподілу в пласті в процесі здійснення депресійного впливу. Відновлення вибійного тиску за умови створення високої депресії тиску з заповненням свердловини пластовою рідиною знаходимо шляхом спільного розв'язування рівнянь припливу рідини з пласта та заповнення свердловини

$$\frac{dp_{\text{в}}(t)}{dt} = \frac{2\pi kh r g}{\mu f} \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{в}}(t)}{\ln \left[ 1 + \sqrt{\frac{\lambda x t}{r_c^2}} \right]}, \quad (2)$$

де  $p_a(t)$ ,  $p_{nn}$  – вибійний і пластовий тиски;  $f$  – площа поперечного перерізу трубного або затрубного простору, який заповнюється рідиною;  $\kappa$  – коефіцієнт п'єзопровідності;  $\rho$  – густина рідини;  $\lambda$  – коефіцієнт, залежний від умов припливу рідини (при  $Q$  і  $\rho_a = \text{var } \lambda = 2,66$ ).

Розподіл тиску в пласті визначаємо за відомими формулами поширення лійки депресії тиску, записавши в них змінним вибійний тиск.

Порівняння кривих розподілу тиску в привибійній зоні, а також зміни градієнтів тиску та швидкості фільтрації при створенні змінних і сталих депресій тиску показує, що, незважаючи на різний характер гідродинамічних імпульсів, практично значимі перепади тисків в обох випадках виникають у привибійній зоні пласта на відстані до 0,3-0,4 м, причому вже через 20-30 хв. їх величина зменшується майже наполовину і сягає робочих депресій тиску.

Оскільки свердловини є гідродинамічно недосконалими і мають зону кольматації, то відновлення вибійного тиску в період знаходження межі збурення тиску в зоні забруднення ( $R(t) \leq r_0$ ;  $t \leq t_0$ ) визначаємо за формулою (2), а у віддаленій зоні пласта за формулою

$$\frac{dp_a(t)}{dt} = \frac{2\pi h r g}{\mu f} \frac{p_{nn} - p_a(t)}{\frac{1}{k_1} \ln \frac{r_0}{r_c} + \frac{1}{k_2} \ln \left[ \left( r_0 + \sqrt{\lambda \kappa_2 t} - (r_0 - r_c) \sqrt{\frac{\kappa_2}{\kappa_1}} \right) \frac{1}{r_0} \right]}, \quad \begin{matrix} t > t_0 \\ (R(t) \geq r_0) \end{matrix} \quad (3)$$

де  $k_1$ ,  $k_2$  і  $\kappa_1$ ,  $\kappa_2$  – відповідно, коефіцієнти проникності та п'єзопровідності в зоні кольматації та віддаленій зоні;  $r_0$  – радіус зони кольматації;  $t_0$  – час, за який границя збурення досягне незабрудненої зони пласта;  $r$  – біжучий радіус.

Знайшовши за формулами (2) і (3) динаміку вибійного тиску  $p_a(t)$ , визначаємо розподіл тиску в пласті в зоні кольматації для періоду знаходження в ній межі збурення

$$p_1(r, t) = p_{nn} - \frac{p_{nn} - p_a(t)}{\ln \left( \frac{r_c + \sqrt{\lambda \kappa_1 t}}{r_c} \right)} \ln \left( \frac{r_c + \sqrt{\lambda \kappa_1 t}}{r} \right), \quad \begin{matrix} t \leq t_0 \\ R(t), r \leq r_0 \end{matrix} \quad (4)$$

і для періоду знаходження межі збурення у віддаленій незабрудненій зоні

$$p_1(r, t) = p_c + \frac{[p_{nn} - p_a(t)] \ln \left( \frac{r}{r_c} \right)}{\ln \left( \frac{r_0}{r_c} \right) + \frac{k_1}{k_2} \ln \left[ \left( r_0 + \sqrt{\lambda \kappa_2 t} + (r_0 - r_c) \sqrt{\frac{\kappa_2}{\kappa_1}} \right) \frac{1}{r_0} \right]}, \quad \begin{matrix} t > t_0 \\ R(t) \geq r_0; (5) \\ r \leq r_0 \end{matrix}$$

$$p_2(r, t) = p_{nn} \frac{[p_{rr} - p_*(t)] \ln \left[ \left( r_0 + \sqrt{\lambda \kappa_2 t + (r_0 - r_c)} \sqrt{\frac{\kappa_2}{\kappa_1}} \right) \frac{1}{r} \right]}{\frac{k_2}{k_1} \ln \left( \frac{r_0}{r_c} \right) + \ln \left[ \left( r_0 + \sqrt{\lambda \kappa_2 t + (r_0 - r_c)} \sqrt{\frac{\kappa_2}{\kappa_1}} \right) \frac{1}{r_0} \right]}, \quad \begin{array}{l} t > t_0 \\ R(t) \geq r_0 \\ r > r_0 \end{array} \quad (6)$$

Формули (3), (5) і (6) характеризують динаміку тисків за стрибкоподібної зміни проникності в пласті.

За неперервної зміни проникності в привибійній зоні за певним законом, записавши середні значення проникності в зонах, розділених біжучим радіусом, розподіл тиску в пласті знайдемо також окремо для зони кольматації та незабрудненої зони пласта в залежності від знаходження межі збурення тиску в тій чи іншій зоні

$$p_1(r, t) = \frac{p_{nn} \int_{r_c}^r \frac{dr}{k(r)r} + p_* \int_r^{R(t)} \frac{dr}{k(r)r}}{\int_{r_c}^{R(t)} \frac{dr}{k(r)r}}, \quad \begin{array}{l} t \leq t_0 \\ r_c \leq r \leq r_0 \end{array}; \quad (7)$$

$$p_1(r, t) = \frac{p_{nn} k_2 \int_{r_c}^r \frac{dr}{k(r)r} + p_* \left[ k_2 \int_r^{r_0} \frac{dr}{k(r)r} + \ln \frac{r}{r_0} \right]}{k_2 \int_{r_c}^{r_0} \frac{dr}{k(r)r} + \ln \frac{R(t)}{r_0}}, \quad \begin{array}{l} t > t_0 \\ r_c \leq r \leq r_0 \end{array}; \quad (8)$$

$$p_2(r, t) = \frac{p_{nn} \left[ k_2 \int_{r_c}^{r_0} \frac{dr}{k(r)r} + \ln \frac{r}{r_0} \right] + p_* \ln \frac{R(t)}{r}}{k_2 \int_{r_c}^{r_0} \frac{dr}{k(r)r} + \ln \frac{R(t)}{r_0}}, \quad \begin{array}{l} t > t_0 \\ r_0 \leq r \leq R(t) \end{array}. \quad (9)$$

За заданого закону зміни проникності у записані вище формули підставляємо відповідну залежність  $k(r)$  та, інтегруючи підінтегральні функції у вказаних межах, отримуємо вирази для визначення тиску на границі різнопроникних зон чи безпосередньо розподілу тиску. За змінного вибійного тиску та наявності у пласті зони кольматації для визначення відновлення вибійного тиску використовуємо формули (2) і (3), записавши в них середні проникності для різних зон, а розподіл тиску в пласті – за формулами (7-9), взявши в них змінний вибійний тиск.

На рис. 2 і 3 подано результати розрахунків розподілу тиску та його градієнтів у пласті з проникністю  $0,2 \text{ мкм}^2$  за наявності зони кольтматації глибиною  $0,5 \text{ м}$  зі стрибкоподібною зміною проникності при створенні змінної депресії тиску ( $\Delta p_0 = 17 \text{ МПа}$ ).



Рис. 2. Розподіл тиску через 10 хв. дії змінної депресії тиску  $k_2 = 0,2 \text{ мкм}^2$  та  $k_1$ :

— 0,01 — 0,03 — 0,05 — 0,1 — 0,2 мкм<sup>2</sup>



Рис. 3. Зміна градієнту тиску через 10 хв. дії змінної депресії тиску -  $k_2 = 0,2 \text{ мкм}^2$  та  $k_1$ :

— 0,01 — 0,05 — 0,1 — 0,2 мкм<sup>2</sup>

З них видно, що наявність зони кольтматації суттєво змінює характер протікання гідродинамічних процесів у привибійній зоні пласта. Кольтматація спричиняє значну затримку в поширенні збурення тиску і за наявності в пласті такої зони проникністю, наприклад,  $0,01 \text{ мкм}^2$ , градієнти тиску за межами цієї зони знижуються до дуже малих величин. З цього можна зробити висновок, що кольтматація значно зменшує глибину дії гідродинамічних методів. З іншого боку, градієнти тиску в самій зоні кольтматації суттєво зростають, збільшуючись зі зменшенням проникності. Так, на глибині  $0,2 \text{ м}$  через 10 хв. після створення депресії тиску в однорідному пласті з проникністю  $0,2 \text{ мкм}^2$  градієнт тиску становитиме  $14,3 \text{ МПа/м}$ , а за наявності зони кольтматації з проникністю  $0,1 \text{ мкм}^2$  -  $22,6 \text{ МПа/м}$ , подальше зниження проникності до  $0,05$  та  $0,01 \text{ мкм}^2$  призведе до зростання градієнту тиску відповідно до  $31,7$  і  $46,0 \text{ МПа/м}$ .

Розроблена аналітична модель дає змогу провести кількісну оцінку розподілу тиску в пласті за різного характеру кольтматації привибійної зони та визначити градієнти тиску, які створюються під час реалізації гідродинамічних методів дії на пласт. Проведені розрахунки, наприклад, для випадку дії змінної депресії тиску і зміни проникності за різними законами з  $0,2 \text{ мкм}^2$  до  $0,02 \text{ мкм}^2$  біля стінки свердловин за пластового та початкового вибійного тисків, відповідно,  $18$  та  $1 \text{ МПа}$  показали, що розподіли тиску і його градієнти суттєво різняться в залежності від характеру кольтматації привибійної зони. У даній свердловині через  $1 \text{ хв.}$  після створення депресії градієнт тиску на відстані  $0,2 \text{ м}$  від свердловини у випадку однорідного пласта становитиме  $23,0 \text{ МПа/м}$ , за логарифмічного закону зміни проникності -  $29,2 \text{ МПа/м}$ , за лінійного -  $35,3 \text{ МПа/м}$  і за експоненціального -  $47,3 \text{ МПа/м}$ .

Отримані залежності та математична модель розрахунку розподілу тиску та його градієнтів у привибійній зоні пласта дають змогу коректно проектувати технологічні режими гідроімпульсних депресійних технологій.

Відновлення вибійного тиску за наявності декількох пластів знаходимо, використовуючи вищенаведені формули, виходячи з сумарного дебіту всіх пластів, а розподіл тиску в привибійній зоні визначаємо для кожного пласта окремо за однакового вибійного тиску. Через різну швидкість поширення тиску в різнопроникних пластах, між ними виникає перепад тиску, який зі збільшенням відстані від свердловини зростає. Так, для прийнятих параметрів свердловини під час дії змінної депресії на експлуатаційний об'єкт, який має в розрізі суміжні пласти з проникностями 0,01 та 0,5 мкм<sup>2</sup> на відстані 0,2 м перепад тиску між ними становитиме 1,08 МПа, на відстані 1 м – 3,49 МПа і на відстані 3 м – 4,65 МПа. За постійного вибійного тиску між різнопроникними пластами приблизно такий же перепад тиску. Перепад тиску зосереджений, в основному, в зоні кольматації і це є позитивним фактором, тому що за відсутності непроникних перегородок між різнопроникними прошарками, призводить до зміни напрямку фільтрації флюїдів та кращого очищення пласта.

Тривалість депресії тиску визначаємо, використовуючи наведені формули, і, якщо для описаного прикладу цей час становить 5-10 хв., то зі зростанням депресії до 25-30 МПа його можна збільшити до 20-30 хв., а за ще глибшої кольматації – до 1-2 год.

З отриманих результатів слідє ще один важливий висновок: під час дії високої миттєвої депресії тиску в низькопроникних пластах градієнт тиску значно вищий у порівнянні з високопроникними інтервалами. Для прийнятих умов, наприклад, на глибині 0,2 м в пласті з проникністю 0,01 мкм<sup>2</sup> градієнт тиску становитиме 36,0 МПа/м, а в пласті з проникністю 0,2 мкм<sup>2</sup> – 23,3 МПа/м, тобто на 54,7% менше, причому ця різниця зберігається протягом всього часу депресійної дії. Ця особливість має велике значення, бо показує, що дана технологія селективна, тобто більший вплив проходить в низькопроникних пластах, які, як правило, є погано освоєними і необхідними.

Аналіз показав, що необхідно створювати різку зміну тиску, тобто проводити циклічні депресії. За розробленими технологіями створюють багаторазові цикли депресій і через заповнення свердловини пластовою рідиною кожна наступна депресія зменшується. Розподіл тиску знайдено за допомогою наведених формул та методу суперпозиції, який враховує інтерференцію. Роз'єднання вибою від пласта та припинення дії депресії тиску змодельовано включенням уявної нагнітальної свердловини у місці розташування видобувної з приймальністю рівною дебіту видобувної свердловини і їх результуюча дія моделює зупинку видобувної свердловини. Наступні депресійні цикли змодельовано послідовним включенням нових уявних видобувних і нагнітальних свердловин, а тиск у пласті знайдено як алгебраїчну суму тисків в усіх циклах (рис. 4).

Розподіл тиску в пласті під час створення високих репресій тиску знайдемо з використанням математичного апарату, який був викладений вище стосовно депресійного впливу, використовуючи в дещо видозміненій формі формули розподілу тиску, в яких замість депресії тиску записується репресія тиску, контур живлення знаходиться на вибої і лійка репресії наближається до лінії пластового

тиску з області високого вибієного тиску. Дослідження процесу створення циклів депресій та репресій тиску проведено також з використанням методів ПЗСС та суперпозиції, ввівши в попередні формули зміни, які відображають нагнітання рідини в пласт (рис. 5).

Як видно, за даних умов можна створити 3-5 депресійних циклів, причому на віддалі 0,5 м перепад тиску зменшується більш, ніж у 2 рази, а на віддалі 5 м становить біля 1 МПа, тобто тут гідродинамічна дія та очищення пласта практично не відбуваються.

Отримані результати підтверджують доцільність створення циклів депресійно-репресійної дії, оскільки в цій технології створюються значно більші градієнти тиску. Хоча в наступних циклах репресії та депресії знижуються, в першому випадку через пониження рівня рідини в насосно-компресорних трубах (НКТ), а в другому через його підвищення у затрубному просторі, створювані перепади тиску все ж будуть і далі значно перевищувати ті, які є під час здійснення попередньої технології. Створенням знакоперемінних градієнтів тиску періодично різко змінюється напрям фільтраційного потоку, що сприяє руйнуванню кольматанту та його відриву від поверхні фільтраційних каналів. Крім того, періодичне створення репресій тиску призводить до зменшення навантаження на пласт, збільшення в деякій мірі пористості та розкриття тріщин, що особливо важливо для тріщинуватих порід.

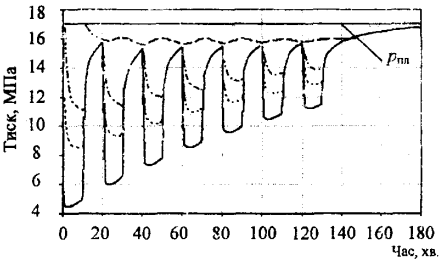


Рис. 4. Зміна тиску в часі при створенні циклів змінних депресій на відстанях від свердловини:

— 0,2 м — 0,5 м — 1 м — 5 м

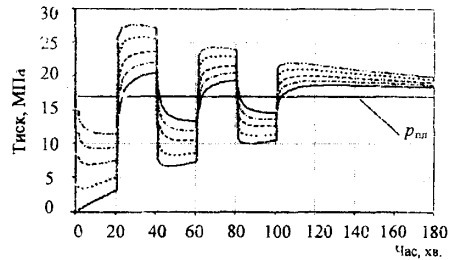


Рис. 5. Зміна тиску в часі при створенні циклів змінних депресій та репресій на відстанях від свердловини:

— 0,1 м — 0,2 м — 0,5 м — 1 м — 5 м

Будь-який, як періодичний, так і неперіодичний хвильовий процес можна розглядати як суму синусоїдальних гармонічних хвиль, які відрізняються між собою амплітудою та частотою коливань, причому неусталений процес можна подати сумою гармонічних хвиль, які мають усталений характер.

Проведені розрахунки за двома аналітичними схемами: для прямолінійної галереї у нескінченному пласті та для окремої свердловини, в яких гармонічно змінюють дебіти, дали практично тотожні результати. Амплітуда коливань тиску зменшується за експоненціальним законом з віддаленням від галереї чи свердловини і на відстані довжини хвилі вона становитиме біля 0,2% початкової величини, тобто хвиля тиску в пористому середовищі практично згасає на віддалі однієї довжини хвилі.

Для оцінки поширення в пласті гармонічних плоскорадіальних хвиль тиску за постійної величини початкової амплітуди тиску  $\Delta p_0$  на вибої свердловини використано формулу Е.Б. Чекалюка, а за змінної величини імпульсів тиску, наприклад, за експонентою з коефіцієнтом згасання  $b$ , поширення хвиль збурення знайдено за формулою

$$\Delta p(r, t) = \sqrt{\frac{r_c}{r}} \Delta p_0 \exp(-bt) \exp\left[-\frac{2\pi(r-r_c)}{\lambda}\right] \sin 2\pi\left(\frac{t}{T} - \frac{r-r_c}{\lambda}\right), \quad (10)$$

де  $b$  – емпіричний коефіцієнт;  $T$  – період коливань;  $\lambda$  – довжина хвилі.

Характер поширення гармонічних хвиль тиску за постійної та змінної початкової амплітуди (пластовий і гідростатичний тиски 15 МПа, коефіцієнт п'єзопровідності пласта  $0,01 \text{ м}^2/\text{с}$ , період зміни тиску 30 хв., довжина хвилі 15,04 м, частота коливань  $5,56 \cdot 10^{-4} \text{ Гц}$ ) показано на рис. 6 і 7.

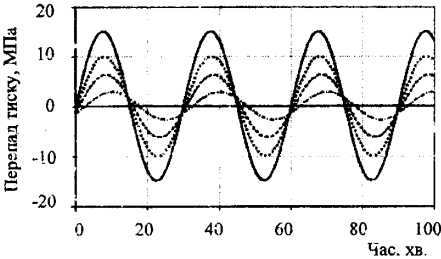


Рис. 6. Зміна перепаду тиску в пласті в часі під час створення циклів гармонічних коливань з постійною початковою амплітудою на відстанях від свердловини:

— 0,1 м    ..... 0,2 м    - - - 0,4 м    - - - 1 м

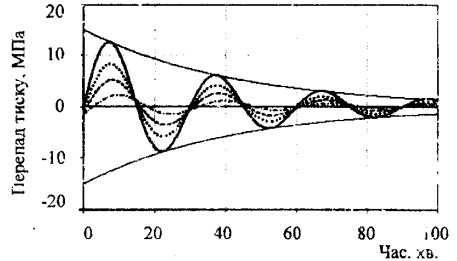


Рис. 7. Зміна перепаду тиску в пласті в часі під час створення циклів гармонічних коливань зі згасаючою початковою амплітудою на відстанях від свердловини:

— 0,1 м    ..... 0,2 м    - - - 0,4 м    - - - 1 м

Як видно, за умови створення у свердловині імпульсу тиску величиною 30 МПа, його максимальна амплітуда змінюється з періодичністю  $\pi/4$  і через 7,5 хв. на віддалі від свердловини, наприклад, 0,4 м становитиме вже 21,6 МПа, тобто тиск відносно початкового пластового збільшиться лише на 44%, на віддалі 1 м – 18,0 МПа (20%), а на віддалі 3 м – 15,3 МПа (2%). Швидке згасання імпульсів тиску в пласті спостерігається в обох випадках.

Отримані результати засвідчують, що за допомогою розроблених методик можна коректно і достовірно визначати технологічні параметри процесу циклічної депресійно-репресійної дії на привибійну зону пластів.

У **третьому розділі** висвітлено результати розробки технологій та технічних засобів відновлення та збільшення продуктивності свердловин шляхом гідроімпульсного впливу на привибійну зону пласта.

Суть технологій полягає в очищенні привибійної зони пласта шляхом створення високих миттєвих депресій та репресій тиску, які здійснюють після витіснення стисненим газом рідини з обладнаного пакером затрубного простору та



створення в ньому надлишкового тиску, періодичним сполученням і роз'єднанням привибійної зони з затрубним та трубним просторами. Під дією високих миттєвих депресій тиску пластова рідина з великою швидкістю фільтрується з пласта у свердловину, виносячи продукти забруднення, а створення репресій тиску сприяє відкриттю тріщин у породі та руйнуванню кольматанту, полегшуючи його винесення з пласта.

Величини депресії та репресії тиску у першому циклі зумовлюються гідростатичним тиском, а подальшу їх зміну розраховуємо за наведеними вище методиками. Тривалість депресій визначають з урахуванням швидкості поширення гідродинамічних хвиль, відновлення тиску та часу вилучення фільтрату і кольматанту з пласта.

Розроблено технологію та устаткування УСМД-1М (а.с. 1238446), конструктивні особливості якого та наявність спеціального затвору дали змогу зняти гідростатичне навантаження на рухомі елементи пристрою, що забезпечило можливість створення циклів депресій та репресій тиску і, крім того, виключило під час пониження рівня рідини її фільтрацію у продуктивний пласт. Розроблено нову технологію та устаткування УСМД-2(3), в якому повністю знято навантаження на затвор, що виникало в глибоких свердловинах за рахунок швидкісного напору рідини і, крім того, вирішено проблему підняття нижнього запірного елемента (а.с. 1510437 та 1605621, рис. 8).



- 1 – корпус;
- 2 – втулка-плунжер;
- 3 – зворотні клапани;
- 4, 5 – посадочні сідла;
- 6 – пружина;
- 7 – фіксуючий механізм;
- 8, 9 – перевідники під НКТ;
- 10 – перекриваюча втулка;
- 11 – головка для дроту;
- 12 – перекриваюча втулка затвору;
- 13, 14 – посадочні елементи.

Рис. 8. Принципова схема пристрою для створення на пласт високих миттєвих депресій і репресій тиску УСМД-2(3)

Розроблено технологію та устаткування УСМДС (а.с. 1446983), які дають змогу проводити пониження рівня рідини у свердловині без використання джерел стиснутого газу. Для цієї мети використовується розташований на зовнішній стороні корпусу гідроструминний насос. Устаткування можна залишати у свердловині на час експлуатації і проводити роботи з очищення пласта систематично без підняття НКТ.

Інший напрямок розвитку гідроімпульсних технологій та технічних засобів пов'язаний з розробкою методів, які поєднують депресійно-репресійну та імпульсний дії на пласт. Ці технології базуються на миттєвому сполученні областей високого тиску з простором, в якому відсутній надлишковий тиск або є вакуум. Розроблено технології та технічні засоби типу УОП, основані на опущенні у свердловину НКТ, у нижній частині яких встановлюються пакер та пристрій з мембраною, розрахованою на відповідний тиск руйнування, котра герметично перекриває труби (ПУ 16034). Після руйнування мембрани під дією депресії тиску імпульсний тип пластова рідина з великою швидкістю поступає у НКТ, виносячи продукти забруднення пласта. У випадку фонтаування свердловину експлуатують без підняття підземного обладнання.

У свердловинах, в яких пластової енергії недостатньо для самоочищення пласта, пакер не встановлюється. Після руйнування мембрани в НКТ спрямовується рідина з пласта та затрубного простору і одночасною дією потоку пластової та свердловинної рідин досягається очищення вибою, перфораційних каналів і привибійної зони пласта. При цьому покращується вилучення продуктів забруднення на поверхню, спрощується технологія робіт та скорочується їх тривалість.

Однією з основних вимог до успішної роботи пристроїв типу УОП є достовірність проектного тиску руйнування мембрани. З цією метою проведено гідравлічні випробування на стенді і в умовах свердловин, металографічні та рентгеноскопічні дослідження, які дали змогу зробити вибір матеріалу для мембран.

Розроблено пристрій депресійно-імпульсний дії з гідравлічним клапаном-реле (ПУ 47953А), в якому спеціальний клапанний вузол відкривається лише за заданого перепаду тиску, що дає змогу створювати багатократні високі миттєві депресії тиску без підняття спеціального підземного обладнання на поверхню.

Метою інтенсифікаційних робіт в багатьох випадках є необхідність збільшення проникності низькопродуктивних колекторів і її зниження у високопрвідних інтервалах. Для цього розроблено технологію комплексної дії (а.с. 1462878), під час реалізації якої винесені з пласта продукти кольтатації не вилучають на поверхню, а запомповують у тріщини пластів даної свердловини. Переваги цієї технології полягають у вирівнюванні вироблення різнопроникних пластів та екологічній чистоті.

Реалізація технологічного процесу депресійно-репресійної дії на пласт відбувається з проведенням витіснення рідини зі свердловини стиснутим газом чи водогазовими подушками. Аналіз математичної моделі процесу пониження рівня рідини у свердловині газом, розробленої В.С. Бойком, показав, що вона не в повній мірі охоплює умови здійснення технологій гідроімпульсної дії.

Проведено теоретичні дослідження і розроблено узагальнену математичну модель цих процесів. Врахувавши зміну стану газу зі зміною термобаричних умов у свердловині під час процесу, рівняння балансів тисків в трубах та затрубному просторі, об'ємів рідини, яка витісняється з затрубного простору і поступає в труби та пласт, а також об'єму газу записано так:

$$\left\{ \begin{aligned} p_k + \frac{[G_{03} + G(t)]g}{F_3} - p'_{т.р.}(L-h) - p'_{т.г.}(h_0-h) = \\ = \rho_p g(h+h_1) + \rho_r g(h_0-h_1) - p''_{т.р.}(L-h_0+h_1) - p''_{т.г.}(h_0-h_1) + \frac{G_{0r}g}{F_3} + F_2 \\ V(t) = V_0(t) \frac{z(t) \bar{p}_0 \bar{T}(t)}{z_0 p T_0} \\ F_3 h = F_r h_1 + \int_0^t q_{пл}(t) dt \end{aligned} \right. , \quad (11)$$

де  $p_k$  – тиск компресора;  $t$  – час нагнітання газу;  $q_r, q_{пл}$  – темп нагнітання газу та приймальність пласта;  $V_0, V$  – об'єми запомпованого газу, зведені до стандартних умов та до реальних середніх значень температури та тиску в свердловині;  $V_0 = q_r t$ ;  $G_{03}, G_{0m}, G$  – початкова маса газу в затрубному просторі та трубах на дільниці від гирла до статичного рівня та маса повітря, яке нагнітається, зведені до стандартних умов;  $G = V_0 \rho_{r0}$ ;  $L$  – довжина НКТ,  $F_r, F_3$  – площа січення НКТ та затрубного простору;  $h_0$  – глибина статичного рівня;  $h, h_1$  – глибина пониження рівня в затрубному просторі та його підвищення в трубах відносно  $h_0$ ;  $p'_{т.р.}, p'_{т.г.}, p''_{т.р.}, p''_{т.г.}$  – втрати тиску на тертя на погонний метр під час руху рідини та газу в трубах і затрубному просторі;  $p_2$  – протитиск в трубах на гирлі;  $p_0, \bar{p}$  – тиск газу за стандартних умов та середній тиск газу в свердловині в поточний момент часу;  $T_0, \bar{T}$  – температура газу на гирлі за стандартних умов та середня температура газу в поточний момент часу;  $z_0, z$  – коефіцієнти стисливості газу за стандартних умов ( $z_0 = 1$ ) та при тиску  $\bar{p}, \bar{T}$ ;  $\rho_{r0}, \rho_r$  – густини газу за стандартних та реальних умов;  $\rho_p$  – густина рідини.

Різновидності отриманих моделей враховують знаходження статичного рівня на гирлі та нижче нього, а також варіанти роботи компресора до досягнення максимального тиску та після цього. Для збільшення глибини пониження рівня витіснення рідини здійснюють стисненням газом з одночасною подачею води або послідовним нагнітанням газу і води. Розроблена математична модель процесу витіснення представлена системою рівнянь гідрогазодинаміки, що описують рух у кільцевому і трубному просторах та в пружному нафтовому пласті і кінцевий розв'язок за заданих початкових і граничних умов має вигляд

$$\begin{aligned} \frac{dG}{dt} = A \frac{p + Mt}{z(N + \Gamma h/2)} \left( F_3 \frac{dh}{dt} - q_0 \right) + [F_3(h_0 + h) - q_0 t] \times \\ \times A \frac{\left( \frac{dp}{dt} + M \right) z \left( \frac{\Gamma h}{2} + N \right) - (p + Mt) \left( \frac{dz}{dt} \left( \frac{\Gamma h}{2} + N \right) + \frac{z \Gamma}{2} \frac{dh}{dt} \right)}{z^2 (N + \Gamma h/2)^2} + q_0 \rho_p \end{aligned} , \quad (12)$$

де  $dh/dt$ ,  $dh_1/dt$  – зміна рівнів свердловинної рідини за проміжок часу  $dt$  в затрубному просторі і в піднімальних трубах;  $p_1$  – тиск газорідинної суміші на рівні свердловинної рідини в затрубному просторі;  $dG/dt$  – масова витрата газорідинної суміші;  $\Gamma$  – геотермічний градієнт;  $A = z_0 \bar{T}_0 \rho_{r0} / \bar{p}_0$ ;  $N = (\Gamma + T_0 + \Gamma h_0) / 2$ ;  $M = (q_r \rho_{r0} + q_0 \rho_{rp}) g / 2F_s$ ;  $q_0$  – витрата рідини.

Одержані диференціальні рівняння балансу витрат рідини та умови збереження витрати газорідинної суміші представляють замкнуту систему рівнянь, тобто дають змогу визначити  $p(t)$  і  $h(t)$ . Як часткові випадки із даної моделі виводяться розрахункові залежності для різних модифікацій технології.

Результати розрахунків змін тисків, рівнів рідини в затрубному просторі та НКТ, поглинання рідини пластом та інтенсивності її переливу при реалізації різних варіантів технології з використанням стиснутого газу показано на рис. 10 і 11.

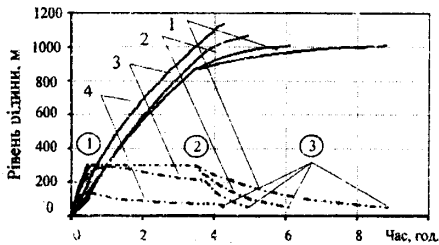


Рис. 10. Зміна рівнів рідини під час роботи компресора при проникностях пласта (мкм<sup>2</sup>):

1 - 0,01; 2 - 0,02; 3 - 0,035; 4 - 0,1

— у затрубному просторі; ---- в НКТ

① - досягнення рівнем рідини в НКТ гирля;

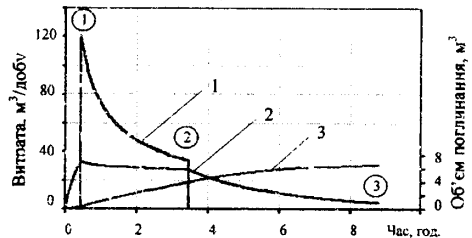


Рис. 11. Зміна переливу (1), приймальності (2) та об'єму поглинання пластом (3) під час роботи компресора ( $k = 0,01$  мкм<sup>2</sup>):

② - початок зниження рівня рідини в НКТ;

③ - встановлення рівня в НКТ на висоті 50 м над статичним рівнем

Поглинання пластом свердловинної рідини суттєво впливає на процес пониження рівня. На це витрачається значна частина енергії стиснутого газу, а саме поглинання води негативно впливає на продуктивність пласта. Застосування технології та устаткування УСМД дає змогу скоротити процес пониження рівня, виключаючи при цьому насичення привибійної зони пластів водою.

У четвертому розділі обґрунтовано доцільність поєднання гідроімпульсних та теплових методів і представлено результати розробки нових термохімічних та термокислотних оброблень привибійної зони пласта.

Дослідження В.С. Бойка, В.М. Дорошенка, Є.А. Малицького, В.М. Світлицького та ін. показали, що для багатьох родовищ за робочих депресій тиску 6-10 МПа газові фактори свердловин сягають 500-1500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, а пластова температура через дроселювання вільного нафтового газу знижується на 10-20 °С. Це призводить до того, що за незначних депресій тиску радіус зони кристалізації парафіну сягає 1-2 м, а при високих – до 30 і більше метрів, при цьому збільшується і в'язкість нафти. За таких умов для вилучення органічного кольматанту необхідно створювати значні депресії тиску.

Поєднання гідродинамічних методів дії на привибійну зону пласта з тепловими обробленнями підвищить їх ефективність. Проведені розрахунки показали, що в результаті зменшення в'язкості нафти, наприклад, за лінійним законом з 5 до 2 мПа·с на глибину 1 м від свердловини фільтраційний опір цієї зони пласта зменшиться на 18,8%, а при зменшенні в'язкості до 1 мПа·с – на 21,5%. Відповідно, збільшиться швидкість руху нафти та зменшиться градієнт тиску у привибійній зоні пласта.

Для визначення впливу температури та газонасиченості на в'язкість та інші характеристики нафти горизонту В-17 Бугруватівського родовища проведено експериментальні дослідження на установці АСМ-300 та спеціальній установці, котра дає змогу визначати динамічний коефіцієнт в'язкості пластових нафт та нафтогазових сумішей, що не мають вільної газової фази. Оскільки в результаті проведення ряду оброблень серед продуктів реагування присутній вуглекислий газ, то в другій серії експериментів вивчався вплив діоксиду вуглецю, розчиненого в нафті, на її властивості. Встановлено, що за пластових тиску та температури у високов'язкій нафті Бугруватівського родовища вуглекислого газу розчиняється в 1,68 рази більше, ніж нафтового газу і на всьому температурному діапазоні за однакових напружень зсуву величини градієнту швидкості значно більші. Отримані результати використовують для оцінки впливу цього фактора на розподіл тиску у пласті та встановлення технологічних параметрів депресійно-репресійної дії на пласт.

Полегшенню видалення кольматанту з пласта сприяє проведення реагентних оброблень привибійної зони пласта. З іншої сторони, однією з передумов досягнення позитивних результатів цих методів є своєчасне видалення продуктів реакції з пласта.

Значний вклад у розвиток термохімічних методів оброблень привибійної зони пласта внесли Ф.С. Абдулін, О.І. Акульшин, В.С. Алексеев, Ю.А. Балахіров, В.В. Бантуш, А.У. Бикбулатов, В.С. Бойко, Ш.С. Гарифуллін, В.Т. Гребенников, И.М. Джамалов, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, І.Г. Зезекало, О.О. Іванків, Б.Г. Логинов, Л.Г. Мальшев, Н.Д. Мамедов, Г.Д. Савенков, Т.И. Салимов, В.М. Світлицький, Е.Е. Полуниін, К.Г. Щербина, J. Bayless, D.H.Flickinger, Jr. Halley, H. Henry та ін.

У свій час найбільшого поширення набули термохімічні оброблення пласта з використанням реакції між магнієм та соляною кислотою, екзотермічний ефект якої становить 460,1 кДж/моль тепла (19 МДж на 1 кг магнію). Технологія послідовно удосконалювалась від використання стрижневого магнію у вибійних реакторах до способів внутрішньопластового оброблення з введенням у процесі гідророзриву в тріщини пласта дрібнодисперсного магнію з наступним запомповуванням соляної кислоти.

Для збільшення кількості тепла розроблено технологію термокислотного оброблення, яка включає нагнітання в пласти розбавленої азотної кислоти, нагрітої у результаті взаємодії з магнієм, причому кількість кислоти беруть з розрахунком збереження її достатньої залишкової концентрації (а.с. 1527993). Азотна кислота

входить до числа найбільш сильних кислот і має яскраво виражену окисну здатність, а магній є сильним відновником. Характер взаємодії розбавленої азотної кислоти з активними металами залежить від умов реакції, в першу чергу концентрації кислоти, температури, ступеню подрібненості магнію і т.п. Вона може відновлюється до  $\text{NO}_2$ ,  $\text{NO}$ ,  $\text{N}_2$  або  $\text{NH}_3$ , тому реакція може проходити за п'ятьма схемами. В схемі реагування магнію з азотною кислотою, в якій азот відновлюється до закису азоту, тепловий ефект становить 695,6 кДж/моль або 28,6 МДж на 1 кг магнію. За інших схем взаємодії кількість тепла становить від 552,5 до 722,3 кДж/моль магнію (від 22,7 до 29,7 МДж на 1 кг магнію).

Важливою проблемою в цих технологіях є корозійна активність кислотних розчинів, яка значно зростає зі збільшенням температури. Розбавлена азотна кислота інтенсивно кородує метал, а азотнокисле залізо, що утворюється, гідролізується з випаданням нерозчинної у воді солі. Через це у високотемпературних свердловинах ці методи інтенсифікації не застосовують, а розбавлену азотну кислоту не запомповують і в низькотемпературні свердловини. Тому розроблено методи, котрі ґрунтуються на нагнітанні нейтральних за відношенням до металу реагентів, які взаємодіють у пласті з утворенням відповідних синтезованих кислот. Для утворення, наприклад, соляної кислоти використовують хлорид амонію та формалін, а азотної кислоти – азотнокислий амоній та формалін.

Хлорид та нітрат амонію – гігроскопічні кристалічні речовини, добре розчинні у воді. Нітрат амонію є високоенергетичною сполукою, яка в суміші з горючими матеріалами утворює вибухові речовини – амоніти та грануліти. Формалін – 37-40% водний розчин формальдегіду – сильний відновник.

Проведено теоретичні дослідження реакцій утворення азотної та соляної кислот та їх подальшого реагування з магнієм і встановлено залежності залишкової концентрації кислотних розчинів, приростів температур розчину та пласта, а також глибини зони оброблень від співвідношень початкових реагентів. Під час взаємодії реагентів за теоретичними витратними коефіцієнтами максимальна концентрація утвореної азотної кислоти становить 32,7% мас., а соляної – 22,0% мас. Зі збільшенням співвідношення між формаліном та солями амонію вище вказаних коефіцієнтів концентрація кислот зменшується. Так, концентрація розчину синтезованої соляної кислоти за стехіометричних співвідношень реагентів складає 12,4%, зі збільшенням маси формаліну в 2 рази вона зменшується до 9,7%, а в 3 рази – до 7,3%.

Якщо в реакції утворення соляної кислоти та наступної взаємодії з магнієм реагенти взяти в кількостях за теоретичними витратними коефіцієнтами, то в результаті їх взаємодії температура розчину підвищиться на 310,9 °С, питомий радіус зони теплового оброблення складе 4,4 м і пласт нагріється на 138,1 °С. Змінюючи співвідношення вихідних реагентів, регулюють температуру та розміри зони оброблення.

Проведено експериментальні дослідження процесу утворення кислотних розчинів як за нормальних умов, так і у спеціальному автоклаві за пластових

температур та тисків. Зі збільшенням температури вище 100 °C через випаровування частини формаліну утворення кислот сповільнюється. Знижує швидкість реакції і її проведення у вуглеводневому середовищі, що пояснюється адсорбцією полярних компонентів нафти на гранулах солей амонію та зменшенням площі контактування реагентів.

Продуктом цих реакцій є також уротропін, який має властивості інгібітора корозії. Експериментально встановлено, що під час використання синтезованого солянокислотного розчину швидкість корозії взривів труб порівняно з технічною кислотою тієї ж концентрації через 15 хв. нижча в середньому в 16 разів, а через 1-2 год. – в 19 разів (60 °C) і в 23 рази (80 °C). У синтезованих кислотах і розчинення карбонатів протікає значно повільніше: розчинність за той же проміжок часу в азотній кислоті менша в 9 раз, а в соляній – в 6 раз, ніж у технічних. Це дає змогу обробити більш віддалені зони пласта, що є значною перевагою.

Процес утворення кислот даним способом відбувається з виділенням тепла. Однак, їх перший етап супроводжується зниженням температури за рахунок ендотермічного ефекту, який проявляється під час гідратації, розчинення та дисоціації солей амонію у воді. Тому такі оброблення у свердловинах, які продукують парафіністу нафту, слід проводити з подальшим реагуванням кислот з магнієм, що не тільки буде запобігати зниженню температури пласта, але й значно її підвищить.

З метою вивчення особливостей реакцій синтезованих кислот з магнієм проведено експериментальні дослідження. Для синтезу соляної кислоти формалін брали на 50% більше відносно маси, визначеної за теоретичними витратними коефіцієнтами, а кількість магнію відповідно – 5, 10 та 25% від маси хлориду амонію. Без використання магнію на початковому етапі реагування відбувалося зниження температури в зоні реакції на 10-12 °C і лише впродовж 20-30 хв. утворений кислотний розчин нагрівався до початкової температури. Участь у реакції магнію підвищує температуру реакційної суміші в залежності від його кількості на 40-90 °C. За початкової концентрації утвореної соляної кислоти 14% після її реагування з 5 і 10% магнію залишкова концентрація розчину становила відповідно 11 і 8 %, а в реакції з 25% магнію – кислота повністю нейтралізувалась і спостерігався незначний залишок магнію, який не прореагував.

Оброблення привибійної зони з нагнітанням соляної кислоти та магнію відбувається за звичайною технологією і лише у високотемпературних свердловинах необхідно застосовувати схеми отримання синтезованого кислотного розчину в пласті. Через сильну агресивність азотнокислого розчину необхідно застосовувати описаний вище метод отримання кислоти в пластових умовах в усіх свердловинах.

Важливим напрямком розвитку термохімічних методів є розробка технологій з використанням рідких реагентів, перевагою яких є відсутність необхідності здійснення гідророзриву пласта і можливість значно збільшити охоплення обробленням пластів.

Розроблено новий технологічний процес з застосуванням рідких реагентів, в якому збільшена кількість тепла і проводиться двократна теплова дія (а.с. 1501604). В основу технології поставлено використання на першому етапі екзотермічної реакції між розчинами аміаку та гіпохлориту натрію або калію і на другому етапі – екзотермічної реакції між продуктом першої реакції – гідразином та перекисом водню.

Гіпохлорити у водних розчинах – сильні окисники. В аміаку азот має найнижчу ступінь окисленості (-3), тому він володіє відновними властивостями. Аміак дуже добре розчиняється у воді і випускається у вигляді аміачної води з вмістом 25%  $\text{NH}_3$ .

Першу реакцію реалізуємо нагнітанням у свердловину водних розчинів аміаку та гіпохлориту натрію, які під час змішування на вибої чи в пласті реагують між собою з тепловим ефектом 156,1 кДж/моль (838,8 кДж на 1 л 40%  $\text{NaClO}$ ). Продуктами реакції є хлористий натрій у водному розчині та гідразин. Гідразин – сильний відновник і застосовується як складова ракетного палива.

Другу реакцію здійснюємо нагнітанням у свердловину перекису водню, який реагує з гідразином, утвореним у результаті першої реакції. Перекис водню є сильним окисником і також використовується у ракетному паливі. Концентровані водні розчини – вибухоспроможні, здатні до самозагоряння. Продуктом відновлення перекису водню є вода. Тепловий ефект другої реакції 819,8 кДж/моль (4405,1 кДж на 1 л 40%  $\text{NaClO}$ ), а сумарний ефект обох реакцій 975,9 кДж/моль (5243,9 кДж на 1 л 40%  $\text{NaClO}$ ).

Підвищення температури реакційного середовища на першому етапі за максимальної концентрації аміаку 25% становить 105,9 °С, а породи – 42,7 °С, при цьому питомий радіус оброблення досягне 2,4 м (рис. 12). Другий етап технології супроводжується значно більшим тепловим ефектом і після реагування утвореного гідразину з 30% розчином перексиду водню температура розчину і пласта підвищиться відповідно на 433,5 та 192,5 °С за питомого радіусу впливу 3,2 м (рис. 13). Величину нагрівання пласта регулюють зміною концентрації реагентів.



Рис. 12. Залежність температури розчину (1) і пласта (2) та питомого радіусу зони оброблення (3) від зміни концентрації  $\text{NH}_3$  в його реакції з  $\text{NaClO}$



Рис. 13. Залежність температури розчину (1) і пласта (2) та питомого радіусу зони оброблення (3) від зміни концентрації  $\text{H}_2\text{O}_2$  в реакції з  $\text{N}_2\text{H}_4$  і з врахуванням продуктів реакції між  $\text{NaClO}$  і  $\text{NH}_3$



Лабораторні дослідження на моделі насипного керну, в якому попередньо було утворено парафінові відклади, показали, що після нагнітання реагентів на першому етапі температура у керні підвищилася до 92 °С, а після другого етапу – до 176 °С і проникність керну відновилась на 96%.

Для оцінки можливості запопповування гіпохлориту натрію насосними агрегатами по НКТ та іншому обладнанні проведено лабораторні дослідження його впливу на метал, зокрема на сталь та алюміній. Встановлено, що корозія сталі практично відсутня, однак швидкість розчинення алюмінію дуже велика і це потрібно враховувати під час проведення робіт.

Переваги розробленої технології двостадійної теплової дії в отриманні значно більшого теплового ефекту і в тому, що відновлення після першого етапу проникності у ближній зоні дає змогу за знижених тисків запопповувати гідрозин та перекис водню у віддалену зону кольматації по всій товщині пластів.

Для підвищення ефективності термохімічного впливу розроблено технологію, в якій використовують солі гідрозину або гідроксиламіну і нітриту лужних металів та амонію (а.с. 1816854). Гідроксиламін і його солі проявляють як відновні, так і окисні властивості. Гідроксиламін є нестабільний та вибухонебезпечний, тому в розробленій технології використовуються його солі. Перхлорид гідроксиламіну є окисником у ракетному паливі. Нітрит натрію також є окисником помірної сили.

Мінеральні солі гідрозину або гідроксиламіну і нітритів лужних металів чи амонію запопповують у свердловину у вигляді водних розчинів або на інших рідинах-носіях і екзотермічна взаємодія між ними відбувається на вибої або в пласті. В реакції нітриту натрію з хлоридом гідрозину тепловий ефект складає 229,8 кДж/моль, в реакції з сульфатом гідроксиламіну – 495,4 кДж/моль. З інших 12 можливих комбінацій реагентів найбільший тепловий ефект мають реакції між сульфатом гідроксиламіну і нітритом калію – 908,2 кДж/моль; сульфатом гідроксиламіну і нітритом натрію – 855,2 кДж/моль; нітратом гідрозину і нітритом калію – 793,4 кДж/моль.

Солі гідроксиламіну і гідрозину, а також нітриту натрію і калію мають дуже високу розчинність у воді і це дає змогу отримати розчини високих концентрацій, що знизить гідрофілізацію порід і забезпечить високі прирости температури у привибійній зоні. Ці реагенти є побічними продуктами в деяких хімічних виробництвах, по суті відходами, які утилізують, і тому вони мають низьку вартість.

У розроблених технологіях, як і в інших відомих способах, використовують суспензії дисперсних реагентів. Встановлено, що під час транспортування суспензій на вибій, відбувається просторова диференціація неоднорідних дисперсних частинок у рідині залежно від їх розміру та густини, що призводить до зміщення реагентів один відносно іншого на сотні метрів і об'єми, які не зможуть прореагувати між собою, становлять 30-50%. Розроблено нові принципи організації керованих неоднорідних дисперсних систем і технологію нагнітання суспензій (а.с. 1459302), в якій відсутній вказаний недолік.

Для направленої дії розроблено технологію та вибійний реактор (а.с. 1337514), в якому виключений контакт магнію чи інших реагентів з свердловинною рідиною та їх втрата за рахунок реагування з водою і, крім цього, обробку можна проводити не безпосередньо після спуску контейнера, а пізніше через будь-який час після зниження продуктивності пластів.

У п'ятому розділі представлено результати промислового впровадження розроблених технологій та технічних засобів у свердловинах ВАТ "Укрнафта".

На основі статистичних методів удосконалено методику розрахунку ефективності інтенсифікаційних робіт. Показано, що екстраполяцію прогнозних дебітів потрібно проводити тільки на основі МНК-оцінки, а за додатних коефіцієнтів кореляції використовувати логарифмічну залежність. Також обґрунтовано використання вагових коефіцієнтів у статистичних рівняннях.

Розроблені технології з застосуванням УСМД впроваджено в 39 свердловинно-операціях (св.-оп.) на 14 родовищах ВАТ „Укрнафта”. Результати впровадження засвідчили, що вони ефективні в різних геолого-промислових умовах. Так, на Бугруватівському родовищі, де здійснено 12 св.-оп. з успішністю у збільшенні дебіту нафти – 58% і рідини – 92%, в результаті середній дебіт нафти ефективних свердловин збільшений з 3,4 до 16,2 т/добу. Як приклад на рис. 14 і 15 зображено графіки перебігу основних показників роботи та характеристику витіснення свердловини 31 Бугруватівського родовища, у якій в результаті кислотного та депресійно-ренерсійного оброблення дебіт нафти зріс з 10,3 до 82,9 т/добу і в наступні місяці збільшився до 102-104 т/добу з подальшою стабілізацією на рівні 40-60 т/добу.

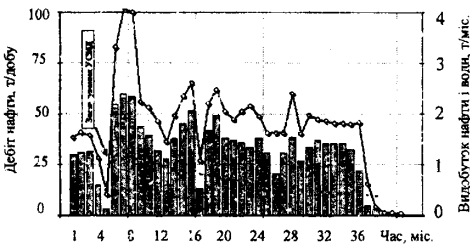


Рис. 14. Перебіг показників роботи свердловини 31 Бугруватівського родовища

— дебіт нафти, т/добу      - - - - дебіт нафти прогнозний, т/добу  
 ■ видобуток нафти, т/міс;    □ видобуток води, т/міс;

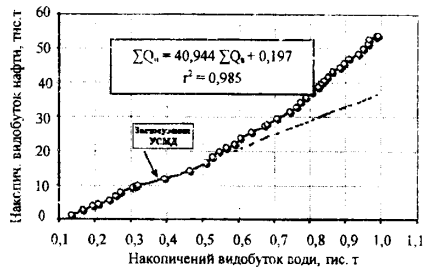


Рис. 15. Характеристика витіснення свердловини 31 Бугруватівського родовища

— фактичні дані      - - - - прогнозовані дані

Загалом в НГВУ „Охтирканафтогаз” в результаті впровадження технології з застосуванням УСМД додатково видобуто 31,8 тис. т. нафти і 4,8 млн. м<sup>3</sup> газу.

Впровадження технологій у свердловинах Західного регіону також має високу успішність, хоча природи видобутку тут значно менші через низькі вхідні дебіти. В 6 свердловинах НГВУ „Бориславнафтогаз” додатково видобуто 1,36 тис. т. нафти і 842,8 тис. м<sup>3</sup> газу. У свердловинах НГВУ „Надвірнанафтогаз” додатково видобуто 1,5 тис. т. нафти і 687,4 тис. м<sup>3</sup> газу.

Технологія з застосуванням УСМД з успішністю 100% впроваджена у 5 водонагнітальних свердловинах (Бугруватівське, Бориславське та Ново-Григорівське родовища), в результаті чого середня приймальність збільшилася з 48,9 до 138,3 м<sup>3</sup>/добу.

Гідроімпульсні імплізийні технології з використанням устаткування УОП впроваджені у 25 свердловинах на 7 родовищах НГВУ „Охтирканафтогаз” з успішністю у збільшенні дебіту нафти 64% і рідини – 76%. Додатковий видобуток у результаті цих робіт – 50,9 тис. т. нафти і 6,2 млн. м<sup>3</sup> газу (на 1 св.-оп. та і ефективну св.-оп. відповідно 2,04 і 3,9 тис. т. нафти та 249,8 та 480,4 тис. м<sup>3</sup> газу).

Проведений аналіз показав, що за правильного вибору об'єктів застосування розроблені технології дають змогу значно збільшити видобуток нафти і одночасно покращити характер витіснення та підвищити поточний коефіцієнт нафтовилучення.

## ВИСНОВКИ

У роботі розроблено теоретичні та технологічні основи нових методів інтенсифікації процесу нафтогазовидобування шляхом гідродинамічної та термохімічної дії на привибійну зону, встановлено закономірності протікання цих процесів у свердловинах та пластах і запропоновано принципово нові технологічні та технічні рішення, які дають змогу істотно збільшити поточний видобуток нафти і газу та кінцеве вилучення вуглеводів з пластів.

На підставі проведених досліджень сформульовано наступні основні висновки:

1. Однією з основних причин зниження продуктивності пластів є забруднення привибійної зони на стадії будівництва свердловин і під час їх подальшої експлуатації, яке носить складний комплексний характер. Аналіз показав, що 62% діючих свердловин ВАТ „Укрнафта” працювали з дебітом нафти до 1 т/добу. З цих свердловин п'ята частина мають обводненість 30% і менше, що свідчить про наявність значної кількості об'єктів для застосування методів інтенсифікації і можливість суттєво підвищити видобуток нафти і газу.

2. Розроблено нову математичну модель процесу кольтатації привибійної зони під час первинного розкриття пласта, розрахунки за якою дають змогу визначити величину депресій тиску, необхідну для очищення привибійної зони.

3. На основі законів гідрогазодинаміки з врахуванням інтерференції, теорії гармонічних коливань та ін. проведено теоретичні дослідження гідродинамічних процесів, які відбуваються у свердловині та привибійній зоні пласта під час депресійно-репресійної дії та розроблено математичні моделі, які дають змогу коректно проектувати ці технології в різних умовах, що підвищать їх ефективність.

4. Встановлено, що під час дії високих депресій тиску в низькопроникних пластах градієнт тиску значно вищий, ніж у високопроникних інтервалах і це забезпечує гідроімпульсним технологіям селективність дії. Через різну швидкість поширення тиску в різнопроникних пластах між ними виникає перепад тиску, що за відсутності непроникних перегородок призводить до зміни напрямку фільтрації та кращого очищення.

5. Розроблено технології та устаткування для очищення привибійної зони пласта створенням високих миттєвих депресій та репресій тиску, в т.ч. з використанням гідрострумінного насоса, пристрої імпульсійного типу, спосіб, який забезпечує вирівнювання проникності пластів. Устаткування УСМД та УСП виготовлено на заводі „Прикарпатпресмаш”.

6. Створено узагальнену математичну модель процесу пониження рівня у свердловині стисненим газом, аерованою рідиною та водогазовими подушками, яка дає змогу визначати параметри технології і оцінити її вплив на продуктивний пласт.

7. Результати досліджень показали, що при комплексному застосуванні гідроімпульсних технологій та теплової дії на пласт, остання дає змогу зменшити величину створюваних гідродинамічних імпульсів, а депресійно-регресійна дія забезпечує своєчасне та повне видалення продуктів реакцій та кольматанту, що значно підвищує ефективність цих методів у порівнянні з їх окремим використанням.

8. На підставі теоретичних та експериментальних досліджень запропоновано нові реагенти для термохімічних та термокислотних оброблень пласта. Розроблено технології на основі проведення реакцій: між азотною кислотою та магнієм; між розчином кислот та магнієм у реакційному контейнері; двостадійні реакції аміаку з гіпохлоритом натрію з утворенням гідразину і наступною реакцією з перекисом водню; між солями гідразину або гідроксиламіну та нітритами лужних металів та змону.

9. Встановлено явище просторової диференціації неоднорідних дрібнодисперсних реагентів під час їх транспортування на вибій, що негативно впливає на ефективність оброблень пласта. Розроблено нові принципи організації керованих неоднорідних дисперсних систем для інтенсифікації дебітів свердловин та технологію запомповування реагентів.

10. Розроблені технології та технічні засоби підвищення продуктивності пластів пройшли успішні міжвідомчі випробування з затвердженням керівного документу КД 39-00/35390-058-95 і впроваджені в 59 видобувних та 5 нагнітальних свердловинах на 15 родовищах ВАТ „Укрнафта”, що забезпечило, згідно затверджених актів та розрахунків за галузевою методикою, додатковий видобуток 85,6 тис. т. нафти і 12,5 млн. м<sup>3</sup> газу та додаткове нагнітання води в об’ємі 63 тис. м<sup>3</sup>.

### **Основні публікації по роботі:**

1. Тарко Я.Б. Аналіз гідродинамічних методів впливу на привибійну зону пласта // НТЗ „Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ”. - Івано-Франківськ: ІФТУНГ, 2001. - Вип. 38. - С. 128-133.

2. Тарко Я.Б. Розробка устаткування для проведення циклічної депресійно-репресійної дії на привибійну зону пласта // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФТУНГ, 2004. - Вип. 4 (13). - С. 15-19.

3. Бойко В.С., Тарко Я.Б. Дослідження розподілу тиску у привибійній зоні пласта під час здійснення технології депресійного впливу // Нафтова і газова промисловість. - 1999. - №5. - С. 35-37.

4. Тарко Я.Б. Технологія та устаткування УСМД для створення багаторазових циклів депресійно-репресійної дії на пласт // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2005. - Вип. 1 (14). - С. 25-29.

5. Тарко Я.Б. До питання визначення розподілу тиску в пласті під час проведення депресійного впливу в свердловині // Нафтова і газова промисловість. - 2004. - № 6. - С. 28-30.

6. Тарко Я.Б. Про комплексний підхід у технологіях очищення привибійної зони пласта депресійно-репресійною дією // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2005. - Вип. 2 (15). - С. 66-69.

7. Технологія очистки призабойної зони скважин с применением УСМД / Ф.С. Абдулин, И.Н. Купер, Я.Б. Тарко, П.Б. Михайлишин // НТЗ „Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений”. - Львов: Вища шк., 1986. - Вып. 23. - С. 69-70.

8. Тарко Я.Б., Лилак М.М. Результати впровадження технології депресійно-репресійного впливу в свердловинах НГВУ „Охтирканафтогаз” // Науковий вісник ІФНТУНГ. - Івано-Франківськ: Факел, 2004. - № 3(9). - С. 35-38.

9. Тарко Я.Б. Технологія декольматації продуктивних пластів імпульсно-депресійною дією на привибійну зону свердловин // Вісник Сумського державного університету. Серія: Технічні науки. - Суми: СДУ, 2004. - № 13 (72). - С. 85-88.

10. Тарко Я.Б. Дослідження процесу руйнування мембранних запірних механізмів пристроїв імпульсно-депресійної дії // Методи та прилади контролю якості. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. Вип. № 12. - С. 22-24.

11. Тарко Я.Б. Термокислотні та термохімічні обробки пласта з застосуванням реакційних контейнерів // Збірка наукових праць УкрНДІгазу. - Харків, 2001. - Вип. XXIX. - С. 10-13.

12. Тарко Я.Б. Деякі хіміко-технологічні аспекти проведення термокислотних оброблень продуктивних пластів // Вісник Національного технічного університету України „КПІ”. Серія: Гірництво. - Київ: КПІ, 2004. - № 11. - С. 32-38.

13. Тарко Я.Б. Дослідження реологічних характеристик високов'язкої нафти Бугруватівського родовища // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. - Вип. 3 (12). - С. 81-86.

14. Бойко В.С., Тарко Я.Б., Грибовський Р.В. Експериментальні дослідження процесу термокислотного діяння на продуктивні пласти // Збірник наукових праць Національного гірничого університету. - Дніпропетровськ: НГУ, 2004. - № 20. - С. 70-77.

15. Бойко В.С., Тарко Я.Б. Дослідження тривалості циклів гідродинамічних імпульсів під час депресійно-репресійного впливу на привибійну зону пласта // НТЗ „Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ”, серії: Буріння нафтових і газових свердловин, Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1997. - Вип. 34. - С. 196-203.

16. Бойко В.С., Тарко Я.Б. Математична модель процесу пониження рівня в свердловині аерованою рідиною та водогазовими подушками // Науковий вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. - № 1. - С. 50-52.

17. Бойко В.С., Тарко Я.Б. Математична модель процесу кольтатації привибійної зони при первинному розкритті пласта // Нафтова і газова промисловість. - 2001. - № 4. - С. 26-28.

18. Тарко Я.Б. До питання визначення додаткового видобутку нафти і газу в свердловинах після його інтенсифікації // НТЗ „Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ”. Серія: Економіка підприємства і організація виробництва. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1997. - Вип. 34. - С. 67-72.

19. Тарко Я.Б. Визначення додаткового видобутку нафти і газу в свердловинах після проведення робіт з інтенсифікації // Нафтова і газова промисловість. - 2000. - №1. - С. 28-32.

20. Тарко Я.Б. Застосування апроксимуючих методів для прогнозування дебітів свердловин // Нафтова і газова промисловість. - 2001. - № 2. - С. 22-24.

21. Тарко Я.Б. Термокислотные обработки скважин с проведением в пласте экзотермических реакций // Материалы II Всероссийской научно-практической конференции „Разработка, производство и применение химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности”. (Москва, 25-26 ноября 2004 г.). - М.: РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004. - С. 36-39.

22. Технологія підвищення продуктивності свердловин шляхом депресійно-репресійної дії на привибійну зону пласта / Я.Б. Тарко В.С. Бойко, Р.К. Рапій, М.М. Лилак, М.О. Щелінський, В.М. Бульбас // Тези виступів на науково-практичній конференції „Проблеми і перспективи науково-технічного прогресу АТ „Укрнафта” в умовах ринку” (м. Івано-Франківськ, 27-29.09. 1995р.). - Івано-Франківськ: ЦНДЛ АТ „Укрнафта”, 1996. - С. 93.

23. Бойко В.С., Тарко Я.Б. Оцінка розподілу тиску в пласті при здійсненні на нього депресійно-репресійної дії // Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1997. - 2 част. - С. 18.

24. Бойко В.С., Тарко Я.Б. Визначення тривалості циклів гідродинамічних імпульсів при очищенні привибійної зони пласта // Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції „Нафта і газ України - 2000”. Івано-Франківськ: Факел, 2000. - Т. 1. - С. 231-233.

25. Бойко В.С., Тарко Я.Б. Оцінка гідродинамічного опору зони кольтатації, утвореної при первинному розкритті пласта // Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу ІФНТУНГ. - Івано-Франківськ: Факел, 2001.- С. 14-15.

26. Тарко Я.Б., Лилак М.М. Деякі результати впровадження технології депресійно-репресійного впливу на привибійну зону пластів // Матеріали 8-ої Міжнародної науково-практичної конференції „Нафта і газ України -2004” (Судак, 29 вересня - 1 жовтня 2004 р.). - Л.: „Центр Європи”, 2004. - Т. 2. - С. 83-84.

27. Результати промислових випробувань технології очищення привибійної зони пластів за допомогою пристрою УОП / Я.Б. Тарко, Р.К. Рапій, М.М. Лилак, І.О. Новомлинський, В.П. Заєць // Тези виступів на науково-практичній конференції „Проблеми і перспективи науково-технічного прогресу АТ „Укрнафта” в умовах ринку” (м. Івано-Франківськ, 27-29.09.1995р.). - Івано-Франківськ: „Західний кур'єр”, 1996. - С. 88.

28. Тарко Я.Б. Технологія підвищення продуктивності свердловин шляхом створення циклів миттєвих багаторазових депресій-репресій тиску на пласт з допомогою пристрою УСМД-3(2): КД 39-00/35390-058-95: Затв. Заст. Голови правління ВАТ „Укрнафта” 11.08.95. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1995. - 16 с.

29. Пат. 47953А Україна, МПК Е 21 В 43/18. Пристрій для підвищення продуктивності свердловин / Я.Б. Тарко, М.М. Лилак, В.С. Количко, Я.Я. Тарко, Б.І. Дузінкевич (Україна).-№ 2001128266; Заявл. 03.12.01; Опубл. 15.07.02, Бюл. №7.

30. Пат. 16034 Україна, МПК Е 21 В 43/18. Пристрій для створення миттєвої депресії на пласт / Я.Б. Тарко, М.М. Лилак, І.О. Новомлинський, В.В. Бантуш (Україна). – № 4194294/SU; Заявл. 06.01.87; Опубл. 29.08.97, Бюл. № 4.

31. Устройство для создания многократных депрессий на пласт: А.с. 1605621 СССР, МКИ У 21 В 43/25 / Я.Б. Тарко, Р.К. Рапій (СССР). - № 4636948/31; Заявл. 17.10.88; Зарег. 8.07.90, ДСП.

32. Устройство для создания многократных депрессий на пласт: А.с. 1510437 СССР, МКИ Е 21 В 43/25 / Я.Б. Тарко, Г.А. Лесовой, С.Г. Маряк, А.М. Барановский, В.П. Патрай, Б.Е. Поединчук, В.Н. Бульбас (СССР). - № 4244280/23; Заявл. 12.05.87; Зарег. 22.05.89, ДСП.

33. Устройство для создания многократных мгновенных депрессий на пласт: А.с. 1238446 СССР, МКИ Е 21 В 43/25 / И.Н. Купер, Я.Б. Тарко, И.М. Гой, Я.В. Яцура (СССР). - № 3808170/22; Заявл. 30.10.84; Зарег.15.02.86, ДСП.

34. Устройство для воздействия на призабойную зону скважины: А. с. 1446983 СССР, МКИ Е 21 В 43/25 / Я.Б. Тарко (СССР). - № 4089589/22; Заявл. 07.07.86; Зарег. 22.08.88, ДСП.

35. Способ термохимической обработки пласта: А. с. 1816854 СССР, МКИ Е 21 В 43/27 / Я.Б. Тарко, В.В. Бантуш, Р.К. Рапій, В.П. Патрай, Н.Е. Поединчук (СССР). - № 4874546/03; Заявл. 09.07.90; Опубл. 23.05.93, Бюл. № 19.

36. Способ термокислотной обработки пласта: А.с. 1527993 СССР, МКИ Е 21 В 43/27 / Я.Б. Тарко, Г.А. Лесовой, Р.В. Грибовский, В.В. Бантуш (СССР). - № 4328674/23; Заявл. 17.11.87; Зарег. 8.08.89, ДСП.

37. Способ термохимической обработки пласта: А. с. 1501604 СССР, МКИ Е 21 В 43/26 /Я. Б. Тарко, В.В. Бантуш, В.Г. Луцик, В.С. Гринь (СССР). - № 4274081/23; Заявл. 01.07.87, ДСП.

38. Способ воздействия на призабойную зону скважин: А. с. 1462878 СССР, МКИ Е 21 В 43/25 / Я.Б. Тарко (СССР), - №4255234/23; Заявл. 10.03.87, ДСП.

39. Способ закачки реагентов в скважину: А. с. 1459302 СССР, МКИ Е 21 В 43/00 / Я.Б. Тарко (СССР). - №4176132/22; Заявл. 06.01.87; Зарег. 15.10.88, ДСП.

40. Устройство для термокислотной обработки скважин: А.с. 1337514 СССР, МКИ Е 21 В 43/27 / Я.Б. Тарко, В.И. Гусев (СССР), - № 4057884/22; Заявл. 18.04.86; Оpubл. 15.09.87, Бюл. № 34.

### АНОТАЦІЯ

Тарко Я.Б. Технології та технічні засоби інтенсифікації нафтогазовидобутку на основі термогідродинамічних методів впливу на привибійну зону пластів. – Рукопис.

Дисертація на здобуття вченого ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2005.

Дисертація присвячена дослідженню гідродинамічних і термохімічних процесів, які відбуваються у свердловині та привибійній зоні пласта та розробці нових методів інтенсифікації нафтогазовидобутку.

Розроблено математичні моделі процесів кольматації привибійної зони під час первинного розкриття пласта, відновлення вибійного тиску і його розподілу в пласті в процесі циклічного депресійно-репресійного впливу, витіснення рідини з свердловини стисненим газом і водогазовими подушками. Створено нові технології та технічні засоби гідроімпульсного впливу на привибійну зону пластів.

Проведено теоретичні і експериментальні дослідження з вивчення низки хімічних реакцій, на основі котрих розроблено нові комплекти реагентів і технології термохімічних та термокислотних оброблень привибійної зони пласта.

Розроблені технології та технічні засоби захищено 12 авторськими свідоцтвами та патентами, 6 з котрих успішно впроваджені в нафтогазовидобувних свердловинах.

Захищаються 40 наукових робіт.

Ключові слова: нафтогазові пласти, свердловина, привибійна зона, кольматація, гідроімпульсне діяння, термохімічний ефект, депресія і репресія тиску, гідразин, гіпохлорит натрію, перекис водню, азотна і соляна кислоти, гідроксиламін, нітрид натрію.



## АННОТАЦИЯ

Тарко Я.Б. Технологии и технические средства интенсификации нефтегазодобычи на основании термогидродинамических методов воздействия на призабойную зону пластов. – Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 05.15.06 – Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Иванов-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Иванов-Франковск, 2005.

Диссертация посвящена исследованию гидродинамических и термохимических процессов, происходящих в скважине и призабойной зоне пласта и разработке новых методов интенсификации нефтегазодобычи.

С учетом результатов анализа и систематизации основных причин снижения продуктивности скважин, разработана математическая модель процесса кольтматации призабойной зоны при первичном раскрытии пласта. Проанализированы и классифицированы основные гидродинамические методы воздействия на призабойную зону пластов.

Предложены методики расчета восстановления забойного давления и его распределения в пласте во время циклического депрессионно-репрессионного воздействия с использованием методов последовательной смены стационарных состояний и суперпозиции, а также теории гармонических колебаний.

Разработана обобщенная математическая модель процесса вытеснения жидкости из скважины сжатим газом, аэрированной жидкостью и водсгазовыми подушками с учетом работы пласта в условиях неустановившейся фильтрации.

Созданы новые гидроимпульсные технологии и технические средства, основанные на депрессионно-репрессионном и импозсионном воздействии на призабойную зону пластов, которые направлены на восстановление и увеличение проницаемости пластов, а при необходимости и ее снижение в высокопроводимых и обводненных интервалах.

Проведены теоретические и экспериментальные исследования по изучению ряда химических реакций, предложены новые реагенты для экзотермических реакций, на основании которых разработаны новые технологии термохимических и термокислотных обработок призабойной зоны пласта с использованием мелкодисперсного магна и азотной кислоты, в том числе синтезированной из коррозионнонеактивных реагентов; гипохлорита натрия или калия и аммиака с последующим взаимодействием продукта этой реакций – гидразина – с перекисью водорода; солей гидразина или гидроксилamina и нитритами щелочных металлов или аммония. Указанные технологии позволяют получить значительно большее количество тепла по сравнению с известными способами, они более технологичны и эффективны.

Разработаны новые технология закачки суспензий смеси разных дисперсных реагентов в пласт, технология и техническое средство направленного реагентного воздействия на выбранные пласты.

Разработанные технологии и технические средства защищены 12 авторскими свидетельствами и патентами, 6 из которых внедрены в нефтегазодобывающих скважинах ОАО „Укрнефть”. В результате промышленного внедрения доказана высокая технологическая эффективность новых технологий, которая выражается в получении значительных объемов дополнительно добытой нефти и газа, а также улучшении характера вытеснения и повышения текущего коэффициента нефтеотдачи.

Защищаются 40 научных работ.

Ключевые слова: нефтегазовые пласты, скважина, призабойная зона, кольматация, гидромпульсное воздействие, термохимический эффект, депрессия и репрессия давления, гидразин, гипохлорит натрия, перекись водорода, азотная и соляная кислоты, гидроксилламин, нитрит натрия.

## ANNOTATION

Tarko Ya. B. Technologies and technical means for oil and gas recovery intensification based on thermo-hydro dynamic methods of influence on reservoir wellbore zone. – Manuscript.

The Dissertation stand for a Doctor of Technical Sciences Degree in the field – well development of oil and gas fields (05.15.06), Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2005.

The dissertation is devoted to research of hydrodynamic and thermo-chemical processes that take place in the well and wellbore zone and to development of new methods for oil and gas recovery intensification.

There have been developed mathematical models of wellbore zone mudding processes during initial reservoir drilling-in, bottom-hole pressure recovery and its distribution at the reservoir during cyclic depression-repression influence, fluid displacement from the well with compressed gas and water-gas cushions. There have been created new technologies and technical means for hydro-impulse influence on wellbore zone of the reservoirs.

There have been done theoretical and experimental researches of some chemical reactions. New set of reagents and technologies of thermo-chemical and thermo-acid treatments of wellbore zone have been developed on their base.

The developed technologies and technical means are protected with 12 author's certificate and patents, 6 of them are successfully introduced in oil and gas production wells.

40 scientific works are under defense.

Key words: oil and gas reservoirs, well, wellbore zone, mudding, hydro-impulse treatment, thermo-chemical effect, pressure depression and repression, hydrazine, natrium hypochlorite, hydrogen peroxide, nitric and hydrochloric acids, natrium nitrite.